

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.245.124-027.257

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Мацевич Алексей Игоревич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трубченко Татьяна Григорьевна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Мацевичу Алексею Игоревичу

Тема работы:

Анализ существующих технологий восстановления герметичности эксплуатационной колонны в процессе разработки нефтяных месторождений
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№59-108/с, 28.02.2020
---	-----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы
--------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Негерметичность эксплуатационной колонны; причины и виды солеотложений в процессе добычи нефти на нефтяном месторождении; влияние отложений неорганических солей на процесс эксплуатации скважин и применяемые способы удаления отложений неорганических солей со стенок эксплуатационной колонны; применение технических устройств для устранения негерметичности эксплуатационной колонны; применение тампонирующего для устранения негерметичности эксплуатационной колонны; принципы расчета необходимого количества тампонажных материалов, смесительных машин и цементировочных агрегатов для приготовления и закачки тампонажного раствора
---	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Обзор применения современных технологий определения негерметичности эксплуатационной колонны	Старший преподаватель Максимова Ю.А.
Применение технических устройств для устранения негерметичности эксплуатационной колонны	Старший преподаватель Максимова Ю.А.
Рекомендации по восстановлению герметичности эксплуатационной колонны на Северо-Останинском месторождении	Старший преподаватель Максимова Ю.А.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Трубоченко Татьяна Григорьевна
Социальная ответственность	Ассистент Сечин Андрей Александрович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		29.02.2020
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Мацевич Алексей Игоревич		29.02.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Направление подготовки (специальность) Уровень образования Отделение школы (НОЦ) Период выполнения Форма представления работы:	<u>Инженерная школа природных ресурсов</u> <u>21.03.01 Нефтегазовое дело</u> <u>Высшее образование</u> <u>Отделение нефтегазового дела</u> <u>Весенний семестр 2019 /2020 учебного года</u>
---	---

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.20	Обзор применения современных технологий определения негерметичности эксплуатационной колонны	25
13.04.19	Применение технических устройств для устранения негерметичности эксплуатационной колонны	25
23.04.20	Рекомендации по восстановлению герметичности эксплуатационной колонны на Северо-Останинском месторождении	25
28.04.20	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30.04.20	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Обозначения, определения и сокращения

РИР – ремонтно-изоляционные работы

НКТ – насосно-компрессорные трубы

НОС – неорганические отложения солей

ГНО – глубиннонасосное оборудование

ПЗП – призабойная зона пласта

ППД – поддержание пластового давления

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ННО – наработка на отказ

ИОС – ингибиторы отложения солей

ПАВ – поверхностно-активное вещество

ПАЛ – полиакриламид

ЭК – эксплуатационная колонна

КРС – капитальный ремонт скважин

ТГХВ – термогазохимическое воздействие

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента

ГИС – геофизические исследования скважин

ТС – тампонажный состав

ШГН – штанговый глубинный насос

ЭЦН – электроцентробежный насос

БТ – бурильная труба

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает в себя 92 страницы, 15 рисунков, 26 таблиц, 35 источников.

Ключевые слова: ремонтно-изоляционные работы, эксплуатационная колонна, солеотложения, ингибиторы коррозии, тампонажные составы, пакер, профильный перекрыватель, нефтяное месторождение, разработка месторождений

Объектом исследования является нефтяная скважина, которую эксплуатируют в осложненных условиях на Северо-Останинском месторождении Томской области. В процессе исследования задействованы такие методы получения информации, как сравнительный анализ, исторические сведения, промысловые данные.

Полученная информация может быть активно использована при проведении ремонтно-изоляционных работах.

Цель работы – анализ методов восстановления герметичности эксплуатационной колонны в процессе разработки и эксплуатации нефтяного месторождения Западной Сибири. Рассмотрение причин, вызывающих ухудшение герметичности.

В процессе исследования изучены причины возникновения негерметичности эксплуатационной колонны, методы устранения негерметичности эксплуатационной колонны, рассмотрены основные виды ингибиторов отложений неорганических солей, а также проведен сравнительный анализ методов устранения негерметичности эксплуатационной колонны.

Экономическая эффективность работы показана на примере расчета экономии по уменьшению количеств ТиКрс при защите эксплуатационной колонны от коррозии и солеотложений различными методами.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, и Microsoft Excel.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	9
1. ОБЗОР ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ	11
1.1 Виды и причины нарушения герметичности эксплуатационных колонн .	11
1.2. Основные методы выявления нарушений эксплуатационных колонн.....	13
1.3 Текущее состояние разработки Северо-Останинского месторождения ...	17
2. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ.....	25
2.1 Спуск и установка пакера	25
2.2 Докрепление резьбовых соединений доворотом труб	27
2.3. Замена негерметичных обсадных труб	28
2.4 Установка металлических пластырей	29
2.5 Установка колонны - "летучки".....	30
2.6 Спуск дополнительной колонны меньшего диаметра.....	31
2.7 Метод тампонирувания	32
3. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ НА СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	38
4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	47
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	89

ВВЕДЕНИЕ

В современном мире большая часть месторождений уже находится на четвертой заключительной стадии разработки, которая характеризуется интенсивным снижением уровня добычи нефти, а показатели обводненности продукции достигают высоких значений. При повышении показателя обводненности продукции происходит интенсивное солеотложение на внутренней поверхности эксплуатационной колонны, на скважинном оборудовании, пакерных системах. Все это в дальнейшем приводит к частым ремонтным работам, спускоподъемным операциям.

Трение насосно-компрессорных труб о стенки колонн при спускоподъемных операциях, высокий коррозионный износ, вследствие механического воздействия в процессе очистки эксплуатационной колонны от отложения солей приводит к повышенному износу эксплуатационной колонны и нарушению ее герметичности.

Следовательно, для устранения негерметичности эксплуатационной колонны необходима технология исключая возможность разрушения изоляционного тампона при очистке (механической, химической и др.) стенок эксплуатационной колонны от отложений солей, после проведения ремонтно-изоляционных работ. В момент, когда определена негерметичность ЭК ниже интервала нахождения насосного оборудования, проще и экономически выгодно будет восстановить герметичности колонны с помощью специальных технических устройств, такие как пакеры, профильные перекрыватели, колонна «летучка» и аналогичным по принципу действия оборудованием. И наоборот, если интервал негерметичности находится либо в зоне определения насосного оборудования, либо выше, то актуален такой способ как тампонирование специальными современными составами. Благо сейчас на рынке промышленности представлено многообразие составов. Особой популярностью можно отметить составы с отвердевающими компонентами. Сюда относятся различные типы смол, цементов, полимерные материалы.

При обнаружении аномально высокой приемистости скважин для снижения негерметичности ЭК используют специальные вязко-блокирующие смеси. Они представляют из себя обратные эмульсии с добавлением гелеобразующих составов на основе полиакриламида.

Для того чтобы поддерживать длительную работоспособность скважины в период отложения солей применяются следующие методы:

1. Физические
2. Химические
3. Механические

Применять механические методы по большей части не представляется целесообразным, так как высока вероятность увеличить участок негерметичности. К физическим методам относятся следующие методы:

1. Поддержание высокого забойного давления для добывающих скважин.
2. Применение специальных магнитных полей для обработки воды, закачиваемой в пласт.
3. Применение НКТ с неметаллическим покрытием.

К химическим методам можно отнести применение специальных ингибиторов, растворителей, кислот или их в комбинации для уменьшения солеотложений. Но перечисленные методы для предотвращения или удаления новообразовавшихся солей являются недостаточно эффективными, что в свою очередь обуславливает в нахождении наиболее эффективного решения обозначенной проблемы.

1. ОБЗОР ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

1.1 Виды и причины нарушения герметичности эксплуатационных колонн

Нарушение эксплуатационной колонны может быть вызвано целым рядом причин, которые можно объединить в три группы.

К I группе относятся дефекты металлургического производства (трещины, геометрические, прочностные и структурные несоблюдения условий ГОСТ), а также дефекты, образовавшиеся при нарушении правил погрузки, разгрузки, перевозки и хранения труб.

Ко II группе относятся нарушения, возникшие при спуске обсадных труб в скважину в процессе бурения.

К III группе относятся все нарушения, возникшие в процессе эксплуатации скважины.

Различным может быть и расположение дефекта:

- на наружной поверхности гладкой части трубы; в зоне резьбы снаружи;
- на внутренней поверхности гладкой части трубы; в зоне резьбы
- на наружной поверхности муфты; по всему телу трубы.

Расположение дефекта на трубе во многом предопределяет степень его опасности. Так, порез трубы одной и той же геометрии, но расположенный вдоль или поперек оси, имеет разную степень опасности. Желобообразный износ в зоне резьбовой части трубы более опасен, чем такой же износ гладкой части трубы.

Ниже рассматриваются наиболее характерные виды нарушений обсадных колонн.

При свинчивании обсадных труб перед спуском в скважину часто наблюдаются случаи повреждений наружной поверхности трубы сухарями механических или машинных ключей. Трубы с высокими пластическими

свойствами при этом не разрушаются. Более прочные трубы не выдерживают таких напряжений и в зоне контакта зуба сухаря с трубой может образоваться трещина.

Пропуски в резьбовом соединении обусловлены чаще всего нарушением технологии спуска колонн (недоворот при свинчивании труб, отсутствие герметизирующей смазки или несоответствие ее забойным условиям), а также заводским браком (неправильная геометрия резьбового соединения и т.д.).

Трещины или разрывы обсадных труб могут произойти в результате резкой посадки колонны при спуске, превышения допустимого давления при цементировании эксплуатационной колонны.

Наряду с причинами, указанными выше, нарушение целостности обсадной колонны после некоторого периода эксплуатации скважины может быть вызвано наружной и внутренней коррозией, эрозионным действием потока добываемого флюида, прожогом труб при коротком замыкании токоподводов к глубинным насосам, неправильным проведением технологических, ремонтных или аварийных работ в скважине, авариями с эксплуатационным оборудованием, смятием труб из-за неустойчивости стенок скважины, ошибочной перфорацией колонны и т.д. Все это часто сопровождается обводнением продукции скважины, газопроявлениями в трубном и затрубном пространствах. [3].

Авторы работы [2] считают, что основной причиной нарушения герметичности эксплуатационной колонны является коррозия наружной и внутренней поверхностей труб в агрессивной среде пластовых и сточных вод.

В большинстве случаев нарушения имеют вид щелей, расположенных вдоль образующей труб. Ширина щелей иногда достигает 5см, длина - 1м. В некоторых скважинах нарушения обнаруживаются одновременно в нескольких интервалах.

При проведении в скважине ремонтных работ нагрузки, действующие на колонну, могут привести к износу внутренней поверхности колонны, расстройству резьбовых соединений и т.д. Кроме того, нарушения могут

возникнуть за счет контакта с аварийным инструментом, якорными устройствами, за счет абразивного действия промывочных жидкостей и т.д.

Возникновение нарушений эксплуатационной колонны, по мнению авторов работы [8], носит случайный характер, обусловленный разнообразными факторами, среди которых главным является несоответствие конструкции скважины условиям ее эксплуатации.

Нарушения эксплуатационной колонны возможны также в наклонных скважинах при работе в них штанговой насосной установки, проведении в скважине различных геолого-технических мероприятий с целью повышения нефтеотдачи продуктивного пласта (термо-, газо-, химическое воздействие, соляно-кислотные обработки и т.д.).

Из перечисления причин возникновения негерметичности эксплуатационных колонн видно, что большинство факторов, приводящих к аварийному состоянию скважины, можно устранить в процессе ее бурения, цементирования и эксплуатации.

Очевидно, что экономически выгоднее проводить соответствующие предохранительные и профилактические мероприятия, способствующие сохранению длительной прочности и герметичности эксплуатационных колонн, чем тратить на их ремонт значительные средства и время.

1.2. Основные методы выявления нарушений эксплуатационных колонн

Для оценки герметичности эксплуатационной колонны, определения местоположения нарушения, его формы и характеристик используют результаты исследований физико-химическими, гидродинамическими, геофизическими и прочими методами.

Среди физико-химических методов основными являются методы исследования физико-химического состава добываемого флюида и продуктов эрозии.

Известно, что пластовые воды нефтяных месторождений различаются по химическому составу и плотности. Поэтому при достаточной изученности

геологического разреза месторождения о негерметичности эксплуатационной колонны и интервале притока посторонней жидкости можно судить по ее химическому составу и плотности.

В состав посторонней жидкости могут входить различные эрозионные включения, изучение которых способствует установлению глубины нарушения [9].

Гидродинамические методы исследования скважин связаны с закачиванием жидкости в скважину или с ее извлечением. Давление в колонне при этом или повышается, или понижается. Так, с повышением давления связан такой гидродинамический метод как поинтервальная опрессовка с помощью пакера. Опрессовку применяют в случаях поглощения интервалом негерметичности закачиваемой жидкости. После временной изоляции интервала перфорации продуктивного пласта в скважину спускают насосно-компрессорные трубы (НКТ) с пакером. При этом пакер устанавливают на разных глубинах в зависимости от конкретных условий. Поглощение жидкости при очередной опрессовке указывает на негерметичность колонны между последними двумя глубинами установки пакера. Далее, для точного определения глубины негерметичности колонны, увеличивают частоту установки пакера, то есть сокращают интервал между глубинами его установки.

Область применения методов, связанных со снижением давления - отсутствие непрерывной приемистости интервала нарушения. В данном случае проводят опрессовку снижением уровня.

Для определения негерметичности эксплуатационной колонны наибольшее распространение получили геофизические методы: метод термометрии, дебитометрии, расходомерии, резистивиметрии, влагометрии, плотностеметрии, метод изотопов и электромагнитный метод [10].

Методом термометрии интервал негерметичности колонны устанавливают по аномалии градиента температур по сравнению с градиентом выше

и ниже негерметичности. Для этого исследования проводят в действующей скважине.

Термометрию проводят при режиме закачивания воды в скважину или после снижения уровня жидкости в ней в зависимости от конкретных условий. В любом случае вначале записывают контрольную термограмму, затем в рабочих режимах. Путём сравнения двух термограмм определяют место негерметичности колонны. При этом приток жидкости или газа через негерметичность колонны устанавливают по температурной аномалии на термограмме за счёт дроссельного эффекта: градиент температур положительный при поступлении в скважину воды или нефти, отрицательный в случае притока газа.

Применение резистивиметрии для определения негерметичности колонн основано на использовании электрических свойств жидкостей в стволе скважины. Исследование резистивиметром проводят при вызове притока путём снижения уровня и при закачивании воды после временной изоляции интервала перфорации. В первом случае после заполнения скважины однородной жидкостью записывают контрольную диаграмму резистивиметра. Затем снижают уровень (компрессором, желонкой) в скважине и вызывают приток посторонней жидкости через негерметичность колонны. Записывают повторную диаграмму резистивиметра. Место притока жидкости (негерметичности колонны) устанавливают по резкому изменению величины удельного сопротивления на повторной диаграмме резистивиметра.

Во втором случае для определения места негерметичности колонны в скважину закачивают воду, отличающуюся по электрическому сопротивлению от воды в стволе скважины. Такую контрастную жидкость закачивают порциями и каждый раз резистивиметром определяют ее уровень в скважине. Глубина стабилизации уровня закачиваемой жидкости, определяемая изломом диаграммы резистивиметра, будет соответствовать месту негерметичности колонны.

Использование метода влагометрии для определения негерметичности колонны основано на различии диэлектрической проницаемости жидкостей, находящейся в стволе скважины и притекающей в него из заколонного пространства через негерметичность колонны. Существуют пакерные и беспакерные глубинные влагомеры. При проведении исследований глубинными влагомерами записывают две непрерывные диаграммы: контрольную и основную, а также производят точечные измерения в случае использования пакерного прибора. Непрерывную диаграмму записывают в исследуемом интервале предполагаемой негерметичности колонны. Точечные измерения производят на участках резких изменений показаний влагомера на непрерывных диаграммах. Непрерывную запись проводят при спуске влагомера с закрытым пакером, а измерения на отдельных точках при подъеме влагомера с полностью открытым пакером. Во время перемещения влагомера с точки на точку пакер прикрывают.

На промыслах наибольшее распространение получил комбинированный метод, когда результаты исследований термометром подтверждаются поинтервальной опрессовкой. Данный метод с высокой точностью определяет местоположение нарушения и его характеристики.

После определения местоположения зоны нарушения целостности обсадной колонны для правильного выбора способа восстановления ее герметичности необходимо определить характер повреждения и его размер. Форму и размер повреждения колонны можно определить путем непосредственного фотографирования, а также получения отпечатка при контакте пластичного материала со стенкой колонны.

Принцип действия глубинного фотоаппарата ФАС-1 основан на использовании фотокамеры, помещенной в прибор, спускаемый в скважину, и электрической схемы управления его работой с поверхности [6]. Связь между прибором, спущенным в скважину, и наземным пультом управления осуществляется с помощью бронированного кабеля.

За рубежом находят применение погружные телевизионные камеры [6]. Фирма "Шелл" разработала телевизионную систему для работы в обсадной колонне диаметром 140мм. Телекамера диаметром 121мм оснащена источником света, автоматическим регулятором интенсивности освещенности.

Представление о размерах и характере повреждения колонн можно получить путем снятия отпечатка непосредственно со стенки обсадной трубы. Отпечаток можно получить путем прикладывания к месту повреждения легкодеформируемого материала, например, винилового пластика или не вулканизированной резины. Пластичный материал наносят на эластичный баллон, расширяемый против места нарушения колонны [11]. С целью получения более полной и достоверной информации о месте и характере негерметичности обсадной колонны в НГДУ Арлан - нефть была разработана и широко применяется боковая гидравлическая печать, обеспечивающая получение "отпечатка" места негерметичности по всему периметру внутренней поверхности обсадной колонны на участке длиной более 10м [8].

Таким образом, из приведенного обзора видно, что существующие методы оценки технического состояния эксплуатационных колонн с достаточной точностью позволяют определить местоположение интервала негерметичности и его характеристики.

1.3 Текущее состояние разработки Северо-Останинского месторождения

Северо-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1977 году поисковой скважиной №3. В 1979 году по результатам бурения еще шести скважин в оперативном порядке были подсчитаны и утверждены в ЦКЗ Мингео СССР начальные геологические и извлекаемые запасы нефти по одному объекту – пласту М количестве С1-2550/1590 тыс. тонн.

В 2013 году был выполнен подсчет запасов и ТЭО КИН (Протокол ГКЗ №3408-дсп от 29.11.2013 г.). По результатам выполнения подсчета запасов

было изменено представление о месторождении, из нефтяного оно стало нефтегазоконденсатным

За 2016 г. в целом по месторождению извлечено 39.7 тыс. т. нефти, 41.6 млн. м³ «сухого» газа и 4.6 тыс. т. стабильного конденсата; средний дебит нефти составил 15.5 т/сут. По сравнению с 2015 г. средний дебит нефти месторождения уменьшился на 6.9 т/сут. Фонд действующих скважин по состоянию на 01.01.2017 г. 10 шт. Снижение добычи нефти газа и конденсата связано с естественным снижением пластового давления в зонах отбора, ростом обводненности скважин и проведением капитального ремонта скважин в связи с нарушением герметичности ЭК.

На 01.01.2017 г. всего извлечено «сухого» газа – 265 млн. м³, стабильного конденсата – 54.5 тыс. т, нефти – 313.3 тыс. т., текущий КИН – 0.113, КИГ – 0.312, КИК – 0.204.

Основная доля накопленной добычи нефти в общем объеме, приходится на объект Северный блок – 95 % от общей добычи, или 297 тыс. т из Южного блока добыто 16.3 тыс. т нефти, или 5 %.

1.3.1 Анализ текущего состояния разработки месторождения

На 01.01.2017 эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 9 шт. (Северный блок – 5 шт., Южный блок – 4 шт.). Фонд нагнетательных скважин представлен скважинами №№ 8 и 37 (Южный блок). На скважинах №№ 1Г, 2Г, 3, 4, 6Г, 9 добыча осуществляется с помощью ЭЦН.

Анализ распределения скважин месторождения по дебиту нефти на 01.01.2017г. (Таблица 1 и Рисунок 1) показал, что 8 из 9 скважин работают с дебитом менее 20 т/сут., и лишь скважина № 1Г работает с дебитом более 40 т/сут.

Таблица 1. Распределение действующего фонда скважин по добыче нефти Северо-Останинского месторождения на 01.01.2017 г.

Дебит нефти, т/сут	№ скв.	Количество
0-5	5,7	2
5-20	2Г,3,4,6Г,9,27	4
20-40	-	-
>40	-	-

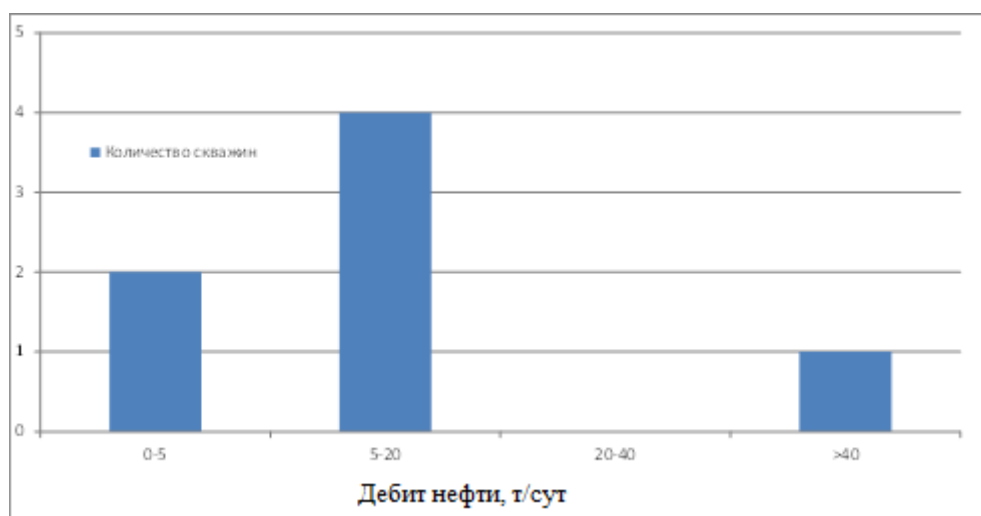


Рисунок 1 – Распределение фонда скважин по дебиту нефти на Северо-Останинском месторождении

Основная добыча нефти Северо-Останинского месторождения обеспечивается скважинами Северного блока. Основными проблемами разработки Северного блока являются снижение пластового давления, как следствие отсутствия системы ППД, и рост обводненности скважин обусловленной естественной трещиноватостью пласта и наличием подстилающего водного горизонта. Динамика обводненности скважин Северного блока представлена на рисунке 2.

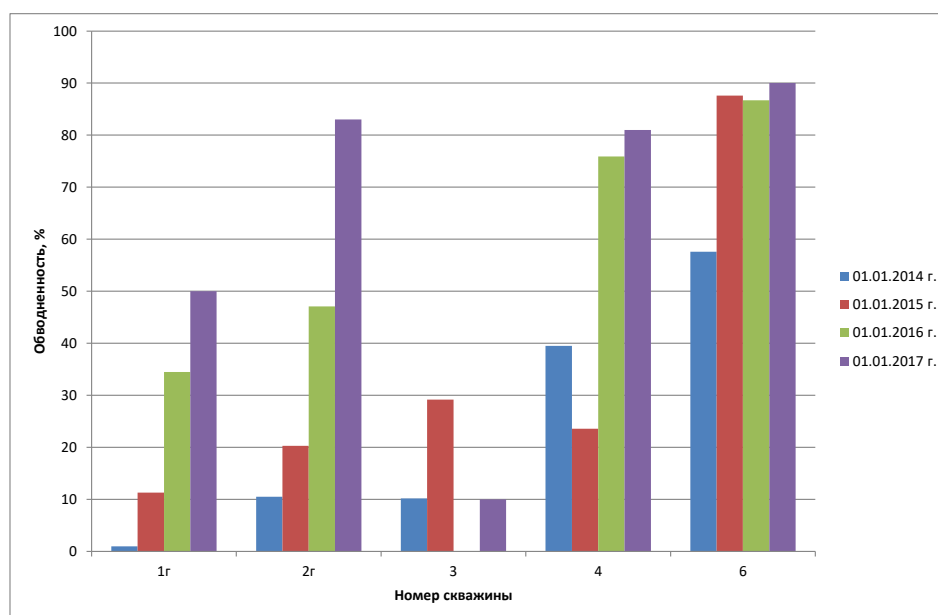


Рисунок 2–Динамика обводненности скважин Северного блока

Как видно из рисунка 2 наибольший тренд обводненности имеют скважины №1г и №2г. Скважины №4 и №6 имеют высокую обводненность с начала работы.

Анализ характеристики работы скважин проводился на базовом фонде скважин, которые эксплуатировались в течении всего отчетного периода и на которых не проводилось каких-либо дополнительных мероприятий по интенсификации притока. Из 10 эксплуатационных скважин, пробуренных на Северо-Останинском месторождении, базовый фонд составляет 3 скважины: № 5, 6г, 27.

Причины выбытия скважин из базового фонда: б/д на начало года – скв. № 3, 7; КРС, смена ЭЦН – скв. № 1г, 2г, 4, 9.

Характеристика работы базового и общего фонда скважин представлена на рисунке 3 –рисунке 9. 70% суммарного дебита нефти по месторождению на начало года обеспечивалось двумя скважинами Северного блока: №1г и 2г. Как видно из представленных рисунков суммарный дебит нефти по месторождению общего и базового фонда начал интенсивно снижаться в апреле, что обуславливается интенсивным ростом обводненности скважины №2г и выбытием ее из добычи в мае. Запуск в работу скважины №7 с низким дебитом и добавление ее в общий фонд обусловило расхождение средних

дебитов общего и базового фондов. Запуск в работу скважины №4 с обводненностью 70% в мае немного замедлил темп падения суммарного дебита, но кардинального изменения в текущем на тот момент положении не произошло. Динамика среднего дебита нефти напротив показывала незначительный рост в начале года связанный с выбытием скважины №4, но начиная с апреля, наметился тренд на снижение среднего дебита общего и базового фонда продолжившийся до июня с сильным проседанием среднего дебита базового фонда в мае связанный с выбытием из него скважин № 2г и 9.

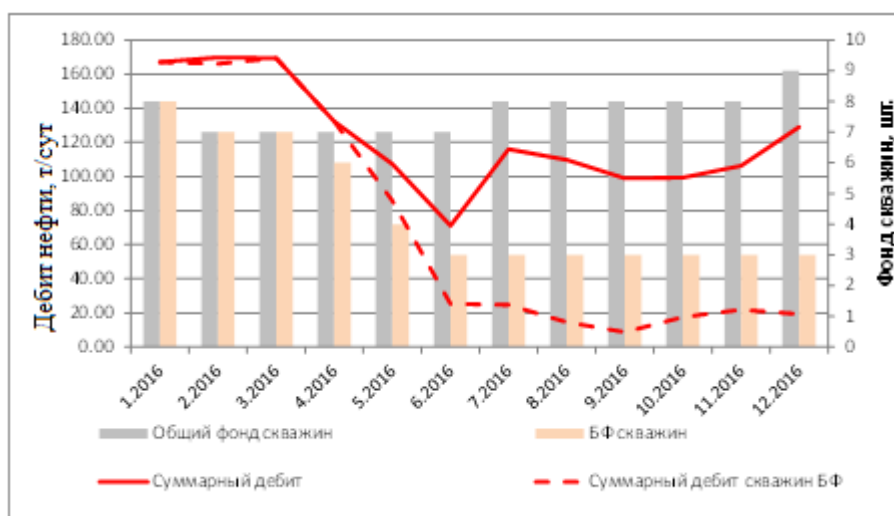


Рисунок 3—Характеристика работы фонда скважин: суммарный дебит нефти

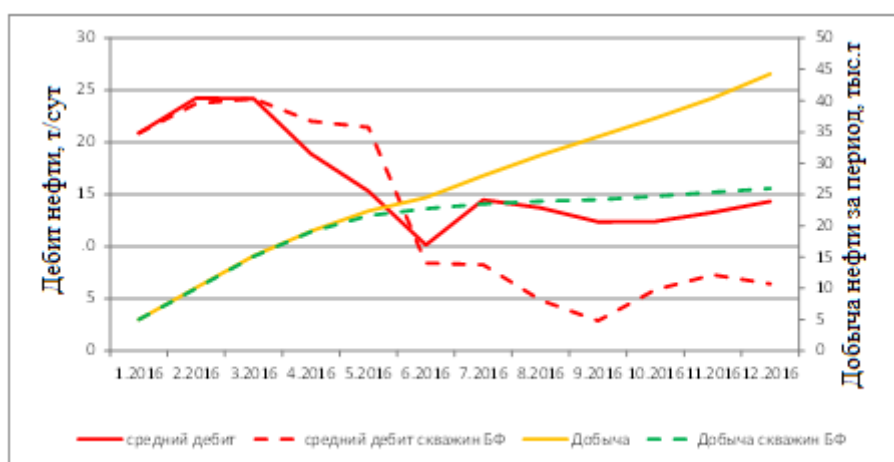


Рисунок 4—Характеристика работы фонда скважин: средний дебит нефти

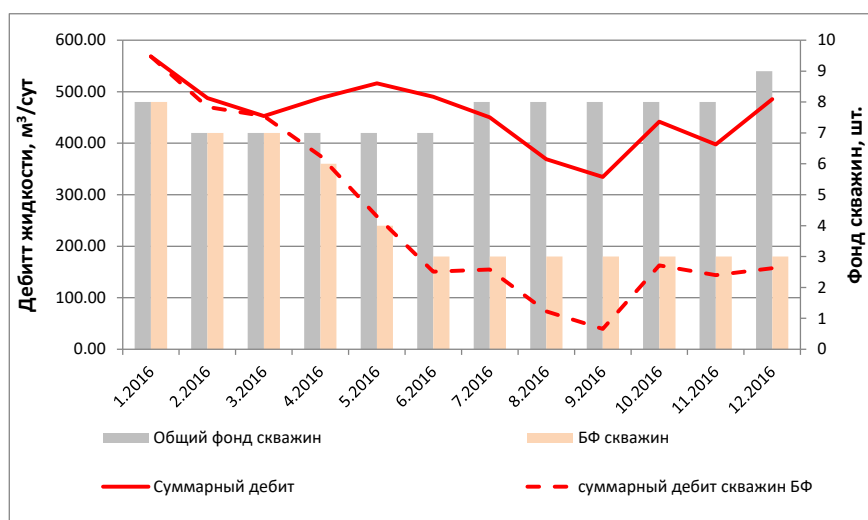


Рисунок 5–Характеристика работы фонда скважин: суммарный дебит жидкости

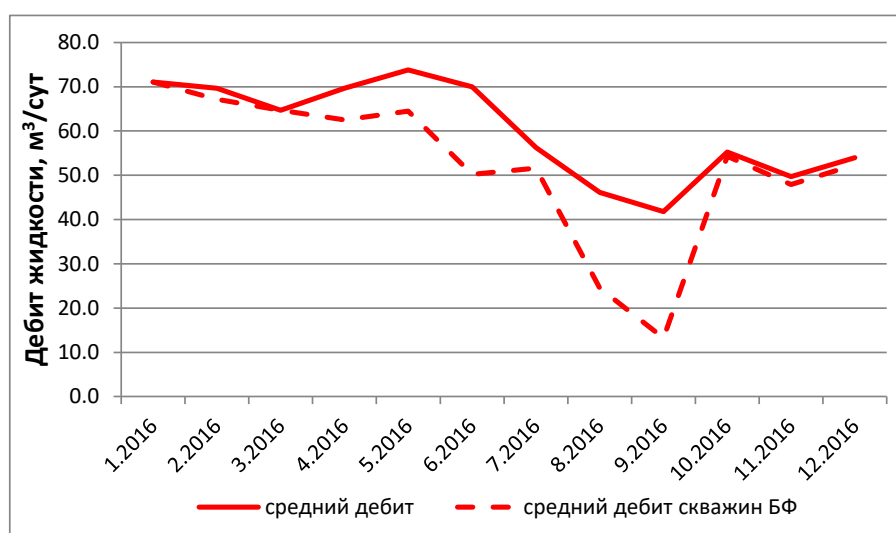


Рисунок 6–Характеристика работы фонда скважин: средний дебит жидкости

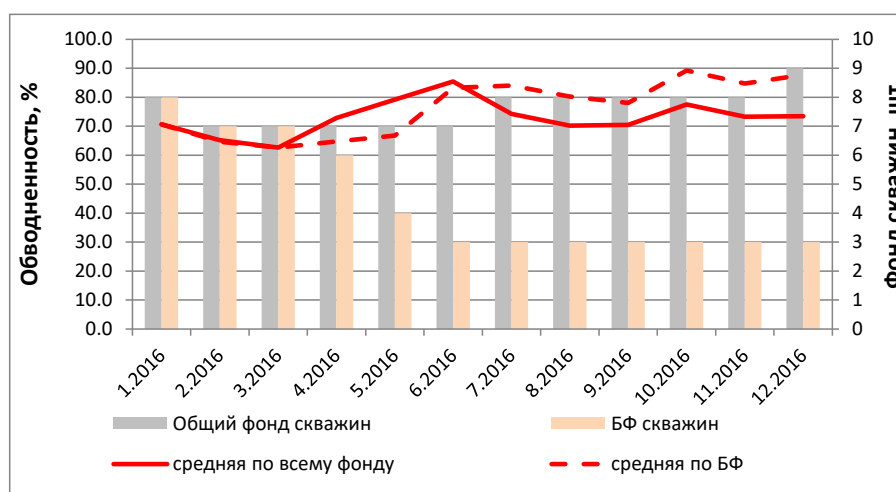


Рисунок 7–Характеристика работы фонда скважин: обводненность

Динамика суммарного и среднего дебита жидкости общего и базового фонда жидкости в начале года основным определяется добычей жидкости скважинами №1г, 2г, 6г. Расхождение дебитов жидкости между общим и базовым фондом объясняется выбытием из базового фонда и добычи скважины №2г в мае, и включением в апреле в общий фонд из бездействия скважины №7 с добычей жидкости в месяц в среднем 3300 т и обводненностью 99%. Средние и суммарные дебиты по жидкости в августе и сентябре снижаются, что связано с регулировкой работы насоса скважины № 6г.

Обводненность скважин в среднем держится на уровне 70-90% и, в целом, имеет тренд к увеличению.

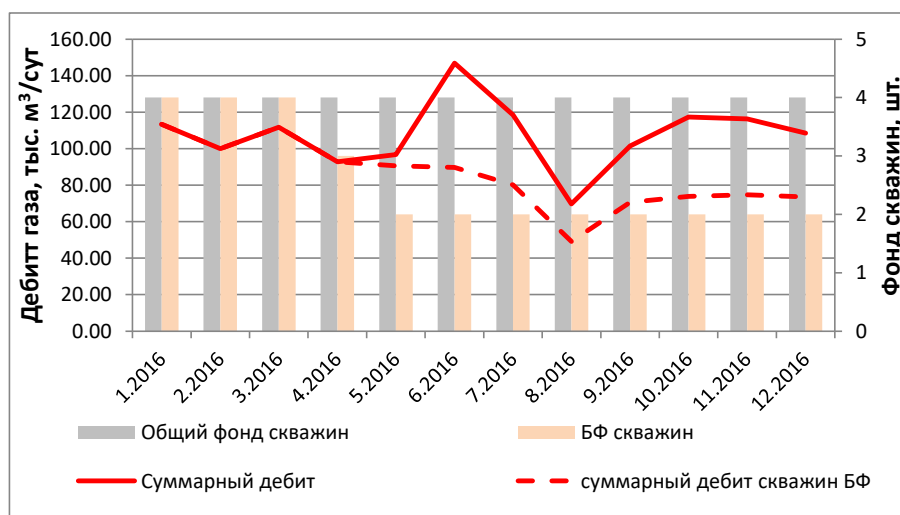


Рисунок 8—Характеристика работы фонда скважин: суммарный дебит газа сепарации

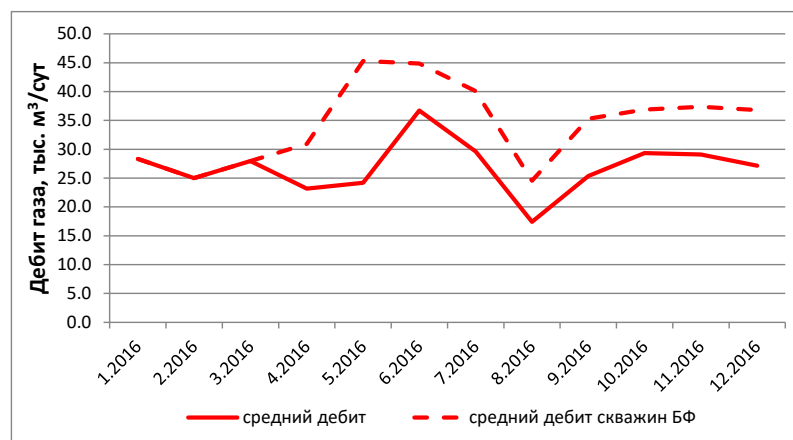


Рисунок 9—Характеристика работы фонда скважин: средний дебит газа сепарации

Анализ темпов падения базовой добычи

Для оценки темпов и причин снижения добычи по скважинам базового фонда были посчитаны потери добычи нефти по причине роста обводненности.

Анализ распределения потерь по нефти показывает, что потери, связанные с падением дебита жидкости, отсутствуют. Наблюдается существенное падение дебита жидкости в скважине №5, однако ввиду низкого коэффициента эксплуатации данной скважины на общей добыче данное падение сказывается не значительно. По скважине № 6г дебит жидкости на начало и конец периода практически совпадают, снижение дебита нефти на 30 % связано с ростом обводненности с 86.7 до 90.2 %. Значительный рост обводненности наблюдается на скважине № 27 – с 43.4 до 82.3 %. Таким образом, дебит нефти по данной скважине падает в 2 раза – с 12.4 до 6.1 т/сут, не смотря на прирост дебита жидкости с 21.9 до 34.4

2. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

Как было сказано выше, негерметичными могут быть резьбовые соединения, тело трубы либо и то, и другое вместе. В зависимости от этого применяются различные методы их устранения:

- спуск и установка пакера;
- докрепление негерметичных резьбовых соединений доворотом труб с устья скважины [10];
- отвинчивание и замена негерметичных труб;
- установка металлических пластырей;
- спуск колонны-"летучки";
- спуск дополнительной колонны меньшего диаметра;
- тампонирующее [12].

2.1 Спуск и установка пакера

Отключение интервала нарушения колонны с помощью пакера носит временный характер и применяется в тех случаях, когда другие способы нельзя применить: из-за отсутствия оборудования и материалов, невозможности прекращения эксплуатации скважины на период ремонта и т.п.

При использовании данного метода применимы пакеры различных конструкций - механические, гидравлические, гидромеханические. Наиболее надежным является способ, когда нарушение колонны отсекается двумя пакерами, установленными выше и ниже нарушения. На рисунке 10 представлена компоновка для поиска зоны негерметичности и для эффективной обработки пласта. Данная компоновка включает в себя нижний пакер ЗПМС осевой установки, клапан КУ-М уравнивательный многоразового действия и заглушку, верхний пакер ПОЗ-М многоразового действия, пакер с разгрузкой на забой с гидроякорем и верхний клапан уравнивательный.

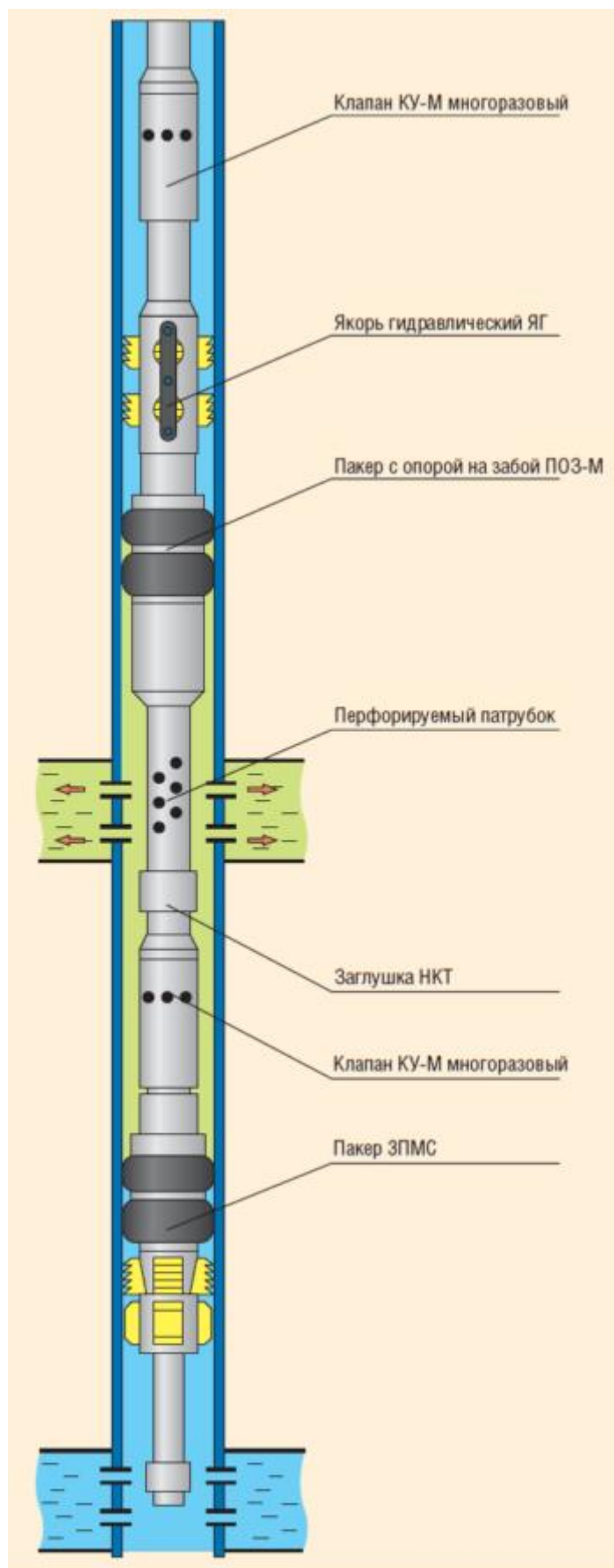


Рисунок 10- Двухпакерная компоновка для поиска и устранения зоны негерметичности

Основными недостатками этого метода является малая гарантия герметичной установки пакеров из-за низкого качества пакерующих элементов. особенно в условиях высоких температур и давлений, а также отсутствие прямой связи с эксплуатируемым пластом по затрубному пространству.

2.2 Докрепление резьбовых соединений доворотом труб

С негерметичностью резьбовых соединений сталкиваются в начальный период эксплуатации скважин. Особенно часто это происходит, если при спуске обсадной колонны для резьбовых соединений применялись смазки, не соответствующие скважинным условиям [7]. Обычно в этих случаях наблюдается малая приемистость при опрессовке водой либо только падение давления.

Метод докрепления резьбовых соединений доворотом труб с устья скважины (рисунок 11) применяется в том случае, если негерметичность находится в незацементированной и неприхваченной части колонны.



Рисунок 11- Доворот труб

До начала работ проводят расчет параметров всей операции, основным из которых является величина потерь крутящего момента на устье скважины. Далее вычисляется момент на глубине негерметичности как разность между его величиной на устье и величиной потерь. Полученную величину сравнивают со стандартным значением момента для завинчивания резьбового

соединения для данной обсадной колонны. Если расчетная величина момента больше его стандартного, то проведение операции считается целесообразным.

Докреплять колонну можно двумя способами: "сверху-вниз" и "снизу-вверх". Оба они основаны на том, что под действием крутящего момента, приложенного к верхней трубе, докрепление резьбового соединения будет происходить при прочих равных условиях в той части колонны, которая не подвержена осевым сжимающим или растягивающим усилиям [3].

2.3. Замена негерметичных обсадных труб

В большинстве случаев нарушения эксплуатационных колонн в добывающих и нагнетательных скважинах, длительное время находящихся в работе, обусловлено коррозией. Особенно интенсивно этот процесс происходит под воздействием агрессивных пластовых вод на наружной поверхности обсадных труб, за которыми отсутствует цементное кольцо. Поэтому при значительной протяженности участка, пораженного коррозией, более эффективного метода восстановления герметичности колонны, кроме замены колонны труб новой, не существует.

Метод замены негерметичных обсадных труб применим в случае, если нарушение колонны находится в незацементированной и неприхваченной части эксплуатационной колонны, а также отсутствует цементный сальник между кондуктором и колонной.

Перед началом работ проводят исследования с целью уточнения степени поражения труб коррозией, высоты подъема цемента за колонной, а также отсутствия прихватов и цементного сальника на устье скважины.

Существует несколько способов извлечения колонны из скважины: отвинчивание, отрезание, торпедирование. Наиболее приемлемым является первый. Возможность отворота колонны ниже нарушения в один прием оценивается по результатам расчета величины крутящего момента. Если она недостаточна, то планируется отвинчивание колонны по частям. Для отвинчивания колонны в один прием используют внутренние труболовки.

Извлеченные трубы тщательно осматриваются, опрессовываются и производится их отбраковка. В зависимости от состояния их используют для повторного спуска в скважину. Поврежденные и изношенные трубы заменяются новыми.

2.4 Установка металлических пластырей

Металлический пластырь представляет собой продольно-гофрированную тонкостенную стальную трубу с наружным диаметром, позволяющим спускать ее в 146 и 168-мм эксплуатационные колонны [7, 15]. Для указанных колонн число гофр равно шести. На наружную поверхность пластыря наносится герметизирующий состав. Устранение негерметичности производится путем установки пластыря против интервала и расширения его с применением специального устройства "ДОРН". Для этого конусная дорнирующая головка протягивается вдоль гофрированной трубы до полного контакта с внутренними стенками эксплуатационной колонны.

Работы по установке указанного пластыря производятся в следующей последовательности: шаблонируется колонна, очищается место установки пластыря, он спускается в скважину с комплектом специального оборудования, и устанавливается против нарушения, проверяется герметичность эксплуатационной колонны опрессовкой давлением и снижением уровня жидкости.

Для изготовления пластырей используются стали марок 10, 20 и X18H10T, обладающие хорошей пластичностью и достаточной прочностью. Кроме того, сталь X18H10T является коррозионностойкой.

Преимуществами применения пластырей для устранения негерметичности являются простота и экономичность, недостатками же являются уменьшение внутреннего диаметра эксплуатационной колонны до 6 мм, более частое нарушение герметичности в добывающих скважинах (депрессия) по сравнению с нагнетательными (репрессия), особенно при величинах депрессии более 8-10 МПа.

В настоящее время разработаны металлические пластыри нового образца. Принцип их действия основан на расширении металлически гладких труб круглого сечения по всей длине [23]. Пластырь позволяет герметизировать от метра до сотен метров негерметичного интервала с сужением проходного диаметра менее 10 мм и допустимым перепадом давления до 20 МПа.

Технология установки пластыря из гладких труб следующая. Пластырь спускается на НКТ до тех пор, пока канал негерметичности не окажется напротив середины пластыря. После этого в НКТ подают жидкость, которая перемещает поршень со штоками внутри цилиндров посадочного инструмента. Штоки тянут вверх штангу с пуансоном, т.к. верхний торец пластыря упирается в нижний торец посадочного инструмента, пуансон входит внутрь пластыря и расширяет его. Далее движением вверх НКТ осуществляют расширение оставшейся части или, если недостаточна грузоподъемность подъемного агрегата, компоновку дополняют гидравлическими якорями, устанавливаемыми выше посадочного инструмента; снижают давление в НКТ, движением, их вверх вытягивают поршень и вновь поднимают давление в НКТ

В случае неудачной установки такой пластырь разрезается и извлекается из скважины специальным инструментом.

2.5 Установка колонны - "летучки"

Колонна - «летучка» представляет собой колонну стальных или дюралюминиевых труб необходимой длины, спускаемую в существующую эксплуатационную колонну и устанавливаемую против интервала её негерметичности. Для 146-мм эксплуатационных колонн наиболее часто спускают 114-мм трубы с расточенными муфтами или безмуфтовые. Длина летучки на 10-20 м должна быть больше длины интервала негерметичности. Технология спуска колонны-«летучки», следующая [7, 8]: «летучка» спускается в скважину на НКТ или бурильных трубах с левой резьбой, цементируется, затем НКТ отворачиваются и извлекаются. После ОЗЦ

проводятся ГИС, по оценке качества цементирования «летучки». Преимущество применения колонны-«летучки» заключается в том, что за одну операцию возможно устранить протяженный интервал негерметичности колонны. Недостатки - сужение внутреннего диаметра эксплуатационной колонны до 14 мм, невозможность извлечения «летучки» после ее тампонирувания, невысокое качество изоляции негерметичности колонны.

2.6 Спуск дополнительной колонны меньшего диаметра

К методу спуска дополнительной колонны меньшего диаметра (рисунок 12) для изоляции негерметичности эксплуатационной колонны прибегают в тех случаях, когда имеется несколько нарушений в большом интервале (50 - 100м и более) и герметизация их невозможна существующими методами тампонирувания или экономически нецелесообразна; уменьшение проходного сечения позволяет продолжать эксплуатацию скважины. Чаще всего такая возможность реализуется в нагнетательных скважинах, но перед спуском дополнительной колонны должно быть выполнено одно важное условие - это создание сплошного цементного кольца за первой колонной или против потенциально-продуктивных, гидродинамически активных водоносных горизонтов, содержащих минерализованные или другие агрессивные воды. Выполнение этого условия исключает возможность межпластовых перетоков. В противном случае проведение перечисленных работ через две колонны труб невозможно.

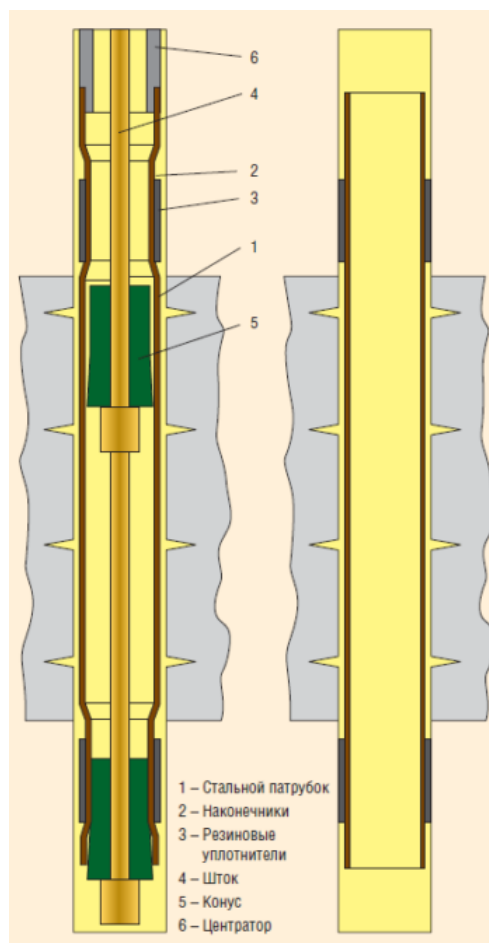


Рисунок 12- Спуск дополнительной колонны меньшего диаметра

2.7 Метод тампонирования

Наиболее распространенным и надежным методом, устранения негерметичности эксплуатационной колонны является тампонирование с применением цементного раствора и легкофильтрующихся тампонажных составов (ТС) в зависимости от особенностей геологического строения месторождения; гидродинамических и термобарических условий [20, 23].

В настоящее время известно большое количество ТС, применяемых шпг предлагаемых для устранения негерметичности эксплуатационных колонн.

Составы «Тотал» и «Маг-2К» рекомендованы для применения при низких значениях удельной приемистости - менее 20 м /сут-МПа или при отсутствии непрерывной приемистости (падение давления).

Состав «Тотал» состоит из смолы марки АЦФ-75, которая в свою очередь является продуктом реакции поликонденсации ацетона и

формальдегида в щелочной среде. Смола является вязкой гомогенной жидкостью, малотоксична, устойчива при хранении в течение 2-3 лет, с температурой замерзания минус 60 °С. В качестве отвердителя при применении состава используется неорганическая соль, в качестве катализатора реакции - каустическая сода, для улучшения колюматизирующих свойств применяются наполнители. Технология проведения РИР с использованием состава «Тотал» включает в себя закачку состава в скважину, доведение состава до негерметичности, продавку в негерметичность с оставлением моста в скважине, определение герметичности колонны. Преимуществами применения ТС являются: малая вязкость, хорошая фильтруемость в нарушение, возможность применения при отсутствии непрерывной приемистости; недостатком является многокомпонентность.

Состав «Маг-2К» представляет собой двухкомпонентную композицию, состоящую из базового реагента и отвердителя, являющегося одновременно и пластификатором. Базовый реагент - гидрофобный уретановый форполимер (жидкий уретановый каучук)-это продукт полимеризации полиоксипропилена и толуилендиизоцианата с содержанием изоцианатных групп (-NCO) 2,5 - 3,5 %. Представляет собой вязкую, мёдоподобную жидкость плотностью 1050 кг/м. Нетоксичен, пожаро-, взрывобезопасен. При смешении с водой происходит реакция с образованием пористого эластичного материала. Состав имеет высокий уровень адгезии с металлом, цементом, горной породой; устойчив к абразивному, эрозивному, коррозионному износу; после отвердевания не взаимодействует с кислотами и щелочами. По результатам лабораторных испытаний выдерживает репрессию до 40 МПа, депрессию до 4,0-4,5 МПа. Недостаток состава заключается в необходимости применения специального устройства и пакера-ретенера для доставки состава в объект изоляции.

Жидкое стекло как изоляционный реагент используется с 30-40-х годов 20-го века. Для отвердевания жидкого стекла используется катализатор - этилацетат (этиловый эфир уксусной кислоты). Эфир представляет собой

прозрачную жидкость плотностью 898-900 кг/м³. При отверждении для предупреждения расслоения силиказоля в воде в состав вводят стабилизатор реакции. В качестве стабилизатора применяется поверхностно — активное вещество — неол АФ 9-12. При применении этилацетата, с увеличением его содержания в составе, время отвердевания увеличивается. С понижением температуры окружающей среды время гелеобразования тампонажного раствора уменьшается, что обусловлено повышением его растворимости при снижении температуры. Технология проведения РИР предусматривает закрепление состава тампонажным цементом [6]. Преимуществами применения реагента являются низкая плотность состава, хорошая фильтруемость и негерметичность. Недостатки технологии заключаются в следующем: гелеобразование состава начинается с поверхности и прекращается достаточно быстро, таким образом, часть состава оказывается в жидком состоянии; без закрепления состава цементом — он быстро выносится в скважину во время её эксплуатации.

Синтетическая смола АЦФ 3М-75 является продуктом конденсации ацетона с формальдегидом концентрацией 75 %, по внешнему виду гомогенная жидкость от светлого до коричневого оттенка плотностью 1200 кг/м³. Состав рекомендуется к применению при величине удельной приемистости негерметичности от 15 до 240 м /сут-МПа.

Время отвердевания смолы регулируется, в широких пределах количеством вводимого в состав щелочного катализатора и модифицирующими добавками. Механизм отвердевания, является разновидностью конденсации, в результате чего образуется соединение типа К-С-О-С-Я- [8]; На первой стадии удлиняется молекулярная цепь олигомера, в течение этого процесса, растёт вязкость, уменьшается текучесть. На 2-й стадии линейные звенья сшиваются и образуют сетчатый полимер, что сопровождается гелеобразованием и дальнейшим отвердеванием.

На время отвердевания и качество влияют степень разбавления композиции. Наиболее качественные композиции получаются при

добавлении воды не более 50 %. На время отвердевания также оказывает влияние температура - с её ростом время отвердевания уменьшается.

При отверждении в воде состав увеличивается в объеме на 20-25 %.

Преимущество применения данной смолы заключается в следующем: длительность изолирующего эффекта, регулируемость сроков схватывания в широких пределах, хорошая фильтруемость в нарушение колонны, высокая адгезионная способность и эластичность образующегося полимерного камня, низкая стоимость используемых реагентов. Недостаток — влияние степени разбавления композиции на качество отвержденного камня.

Тампонажный состав «Гранит А» является разновидностью фенолрезорциноформальдегидных смол и рекомендован к применению в условиях низкой, средней и при отсутствии непрерывной приемистости объекта изоляции. Основные физико-химические свойства смолы следующие. На вид однородная жидкость от красно-коричневого до темновато-вишневого цвета без механических примесей, вязкостью 50 мПа·с, временем застывания от 80 до 90 мин., при застывании прочность на изгиб её составляет 8,9 МПа, а адгезия - 3,9 МПа. Достоинствами применения данной смолы являются высокая адгезия, с поверхностью металла, высокая прочность на изгиб по сравнению с традиционным цементным раствором. Недостатками - необходимость применения отвердителя для регулирования скорости отвердевания состава, отсутствие методических рекомендаций к расчету объема отвердителя для разных гидродинамических условий в заколонном пространстве.

Тампонажный состав «Пластик КС» затвердевает в широком температурном интервале под действием щелочных агентов, а также в присутствии нейтральных олигомерных соединений (полиэтиленполиамин, триэтилентетрамин, олигодиолы и др.). Рекомендован к применению в условиях низкой и средней приемистости.

Процесс отвердевания состава происходит в полном объеме без выделения водной фазы. После отвердевания состав устойчив к воздействию

агрессивных сред и кислот. Основные физико-химические свойства ТС следующие. По агрегатному состоянию - жидкость, условной вязкостью 40 мПа·с, плотностью 1170 кг/м. Время загустевания и отвердевания варьирует в широком диапазоне в зависимости от объема катализатора и температуры. Так, при 30 °С и объеме катализатора на 100 л — 6 л, время загустевания составляет 6 - 6,5 ч., а время отвердевания 48 ч.; при 7,5 л — 3,5 л соответственно 4 ч. и 24 ч. При 60 °С и объеме катализатора 4,9 л время загустевания — 6 ч., время отвердевания - 32 ч., при объеме катализатора 5,6 л загустевание происходит за 1,5 ч., отверждение - за 16 ч.

Преимуществами применения данной смолы являются широкий температурный диапазон в объекте изоляции, возможность вариации времени отвердевания добавлением необходимого количества катализатора. Недостатками являются многокомпонентность, высокая стоимость состава.

Расширяющийся тампонажный цемент разработан на основе тампонажного цемента со специальными минеральными добавками, способствующими, расширению цементного камня. Вяжущей основой для данного цемента является бездобавочные цементы ПЦТ-1-(50-100) и ПЦТ Ю. Для замедления сроков схватывания и понижения водоотдачи в состав добавляются реагенты серии «Крепь», производимые в НПО «Бурение». Расширяющийся цемент получил маркировку ЦТР-1 и ЦТР-3. Данные составы отличаются количеством расширяющейся добавки. Расширяющиеся составы имеют более короткие сроки схватывания в сравнении с обычным цементом.

Преимуществами применения расширяющихся составов являются: увеличенная адгезия цементного камня, расширение цементного камня происходит в течение 1-2 суток и достигает 2-3 % (в зависимости от марки состава); недостатками - с увеличением сроков схватывания и времени загустевания цементного раствора расширение цементного камня сокращается, короткие сроки схватывания ТС [4].

Тампонажный состав на основе цемента с добавлением натрия сернокислого технического. Натрий сернокислый технический улучшает одновременно свойства цементного раствора и камня. По данным лабораторных исследований указанная добавка в количестве 3-5 % масс, повышает пластичность цементного раствора, сокращает время схватывания, повышает прочность и адгезию цементного камня. Данный состав используется на месторождениях при невысокой температуре (до 40 °С) в негерметичности колонны. Успешность работ составляет 80 % [11].

3. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ НА СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Северо-Останинское месторождение характеризуется высокой обводненностью и значительной долей неработающего фонда скважин, в которой основной причиной остановки является высокая обводненность продукции, которая впоследствии приводит к коррозионному износу и выхода из строя погружного скважинного оборудования, поэтому следует уделить повышенное внимание вопросу предотвращения преждевременного обводнения или проведения работ по изоляции водопритока. Причинами преждевременного обводнения могут быть как особенности геологического разреза, технико-технологические условия ее проводки, технология крепления и технология вторичного вскрытия пласта. Переток может быть вызван и совокупностью этих причин. Каждая из них охватывает большой круг факторов.

Основные причины преждевременного обводнения и моделей поступления воды к интервалу перфорации добывающих и нагнетательных скважин скважин:

- прорыв воды от нагнетательной скважины к забою добывающей скважины по одному или нескольким пропласткам без внутрипластового перетока или с образованием внутрипластового перетока;
- прорыв воды по трещинам или разломам, проходящим через выше или ниже лежащий водоносный пласт;
- вскрытие интервалом перфорации водонефтяной (переходной) зоны;
- прорыв воды по трещинам, имеющимся между скважинами (тектонические нарушения и разломы, после интенсификации с помощью ГРП и авто ГРП в нагнетательных скважинах);
- обводнение скважины в результате образования конуса или языка;

- прорыв воды к интервалу перфорации по заколонному пространству;
- опережающая выработка одного из продуктивных пластов при эксплуатации единым объектом разработки двух и более пластов;
- негерметичность эксплуатационной колонны в результате сквозной коррозии по телу трубы, нарушение герметичности резьбового соединения в муфтах труб обсадной колонны.
- Влияние зенитного и азимутального углов наклона вновь пробуренных скважин.
- Район глубины спуска компоновки УЭЦН.

В настоящее время проблема негерметичности ЭК и перетоков в заколонном пространстве как для добывающего фонда, так и для нагнетательного фонда с каждым годом становится весьма актуальной для месторождений Западной Сибири, а именно, в частности, для Северо-Останинского месторождения, так как данное месторождение находится на 3 стадии разработки, характеризующееся снижением добычи нефти, низким темпом отбора и увеличивающимся обводнением скважинной продукции. На данный момент средний дебит нефти по месторождению составляет 17,4 т/сут., дебит жидкости составляет 178 т/сут, обводненность продукции доходит до 91%. Об этом свидетельствует эксплуатационный режим работы скважин за 2017 год (таблица 2) и за 2020 год (таблица 3).

Таблица 2 - Эксплуатационный режим работы скважин за 2017 г.

№ к.п.	№ Сква.	Способ эксплуатации	Эксплуатационный режим скважин											
			Ø штуцера, мм	Р буф, кгс/см ²	Р затр, кгс/см ²	Р лин, кгс/см ²	Р м/к, кгс/см ²	Жидкость, м ³ /сут	Жидкость, тн/сут	Нефть, тн/сут	Qгаза м ³ /сут	Вода, тн/сут	Плотность кг/м ³	Н спуска насоса
1	1г	ЭЦН-125	18/6	8,6	81,7	8,2	6	155,0	137,0	96,0	26210	41,0	884	2654
	2г	ЭЦН-60	18/5	10,2	40,3	6,7	2	118	107,0	67,0	16210	40	904	2685
	3	ЭЦН-30	–	0	3	–	0							
	4	ЭЦН-125	18/3	7,5	29,5	6,8	0	81,0	79,0	19,0	8292	60,0	976	2670
	6г	ЭЦН-125	18/3	9,6	18,6	7,4	2	127,0	133,0	18,0	7440	115,0	1045	2463
2	5	Ф	8/0	77,2	78,3	–	0							
	7	ЭЦН-80	18/18	13,7	13,7	–	2							2540
	8	ППД	65/65	1,3	1	1,3	3							
	37	Ф	–	15,7	15,9	–	0							
	9	Ф	6/0	50,2	127	14	2	52,0	49,0	13,0	14950	36,0	953	
	27	Ф	8/0	70,3	94,6	15	0	29,0	21,0	16,0	44150	4,0	716	

Таблица 3 - Эксплуатационный режим работы скважин за 2020 г.

№ Сква.	Способ эксплуатации	Эксплуатационный режим скважин											
		Ø штуцера, мм	Р буф, кгс/см ²	Р затр, кгс/см ²	Р лин, кгс/см ²	Р м/к, кгс/см ²	Жидкость, м ³ /сут	Жидкость, тн/сут	Нефть, тн/сут	Q газа м ³ /сут	Вода, тн/сут	Плотность кг/м ³	Н спуска насоса
1г	ЭЦН-160	10/2	17,2	57,2	10,3	7	200,1	206,6	11,8	14930	194,7	1033	2649
2г	ЭЦН-100	8/3	22,3	23,8	6,8	0	86,7	59,8	4,4	3590	85,4	1035	2668
3	ЭЦН-60	10/12	7,6	7,3	7,2	0	94,8	95	11,9	3840	83,2	1002	2204
4	ЭЦН-45												2633
6г	ЭЦН-125	8/3	12,1	7,4	7,3	0	116,2	124,5	1,8	2200	122,7	1071	2450
5	Ф	8/0	155,7	158,6		0							
7	Ф	-											Полет УЭЦН
8	ППД	65	137,4	137,4	137,6	0							
37	Ф	–	122	138,8		0							
9	ЭЦН-80	-	0,1	124,8		0	52,0	49,0	13,0	14950	36,0	953	2567
27	ЭЦН-60	-	13,8	14,7		0	29,0	21,0	16,0	44150	4,0	716	2972

Анализ причин преждевременного обводнения скважин Северо-Останинского месторождения показал, что наибольшее распространение имеют причины, относящиеся к таким моделям поступления воды как: обводнение скважины в результате прорыва воды по заколонному пространству, обводнение скважины в результате опережающей выработки одного из продуктивных пластов, обводнение скважины в результате негерметичности эксплуатационной колонны.

В дальнейшем для ликвидации негерметичностей возможно применение пакерных систем:

- расширяемых промежуточных эксплуатационных колонн (летучек);
- металлических пластырей;

- мостовых пробок;
- пакер-гильз.

Метода закачки тампонажных композиций:

- полимер-гелевые системы;
- синтетические смолы.

Для скважин с негерметичностью эксплуатационной колонны наиболее перспективными на данный момент является использование пакерных технологий. Закачка тампонажных композиций на основе цемента с различными наполнителями и синтетических смол не показывает такого результата по успешности и времени эффекта.

Следует отметить, что ремонтно-изоляционные работы по традиционной технологии с использованием цементных и гелевых тампонажных растворов характеризуются низкой эффективностью и успешностью из-за сложных геологических условий (высокодебитные водоносные горизонты), высокой степени выработки запасов, длительного простоя скважин в ожидании ремонта и, как следствие, самоглушения. В качестве примера рассмотрим скважины одной из дочерних предприятий ПАО НК Роснефть, где для отсечения интервалов негерметичности испытали новую технологию «ЭЦН с верхним пакером», которую можно рекомендовать для внедрения на Северо-Останинском месторождении.

Технологию испытали в АО ТН ВНК на Оленьем месторождении. Технология применяется с 2012 г. и характеризуется высокой эффективностью и успешностью.

С использованием данной компоновки возвращены в действующий фонд две обводненные до 99 % добывающие скважины (№ 318, 104) со средними показателями после ГТМ: дебит нефти 15,8 т/сут, дебит жидкости 46,5 м³/сут, обводненность 68 %.

Результаты применения данной технологии представлены в виде таблицы (Таблица 4).

Таблица 4 – Результаты проведения изоляционных работ в добывающих скважинах

Номер скважины	Дата обработки	Дебит, (т/сут)/(м³/сут)								Продолжительность эффекта, мес.	Дополнительная добыча, тыс. т
		До проведения				После проведения					
		Нефть	Жидкость	Обводненность, %	Способ эксплуатации	Нефть	Жидкость	Обводненность, %	Способ эксплуатации		
249	01.08.2012	4,72	95,54	95,1	ЭЦН	12,3	49,3	75	ЭЦН	37	8,599
315	01.03.2012	14,8	16,77	11,9	ЭЦН	9,6	22,2	56,7	ЭЦН	-	-
434	01.10.2015	0,28	0,9	69,2	ФОН	4,31	4,92	12,5	ЭЦН	42	1,500
293	01.09.2014	2,79	58,3	95,2	ЭЦН	7,86	33,7	76,7	ЭЦН	54	3,745
224	01.11.2019	16,1	242,76	93,4	ЭЦН	18,5	114	83,9	ЭЦН	16	0,209
503	06.06.2011	5,33	29,58	82,0	ЭЦН	7,29	38,1	80,9	ЭЦН	7	0,202
548	01.07.2012	3,17	21,1	85,0	ЭЦН	4,71	31,9	85,2	ЭЦН	30	1,576
223	01.10.2012	15,8	59,3	73,4	ЭЦН	6,36	26,1	75,6	ЭЦН	-	-
318	10.01.2016	0,3	27,8	99,0	ЭЦН	2,9	23,0	85	ЭЦН	10	0,581
104	02.04.2016	0,9	92,1	99,0	ЭЦН	28,7	70,0	51,0	ЭЦН	1	0,139

Схема компоновки подземного оборудования представлена на рисунке 13 Программой мероприятий на перспективу ремонтно-изоляционные работы запланированы 4 скважинах.

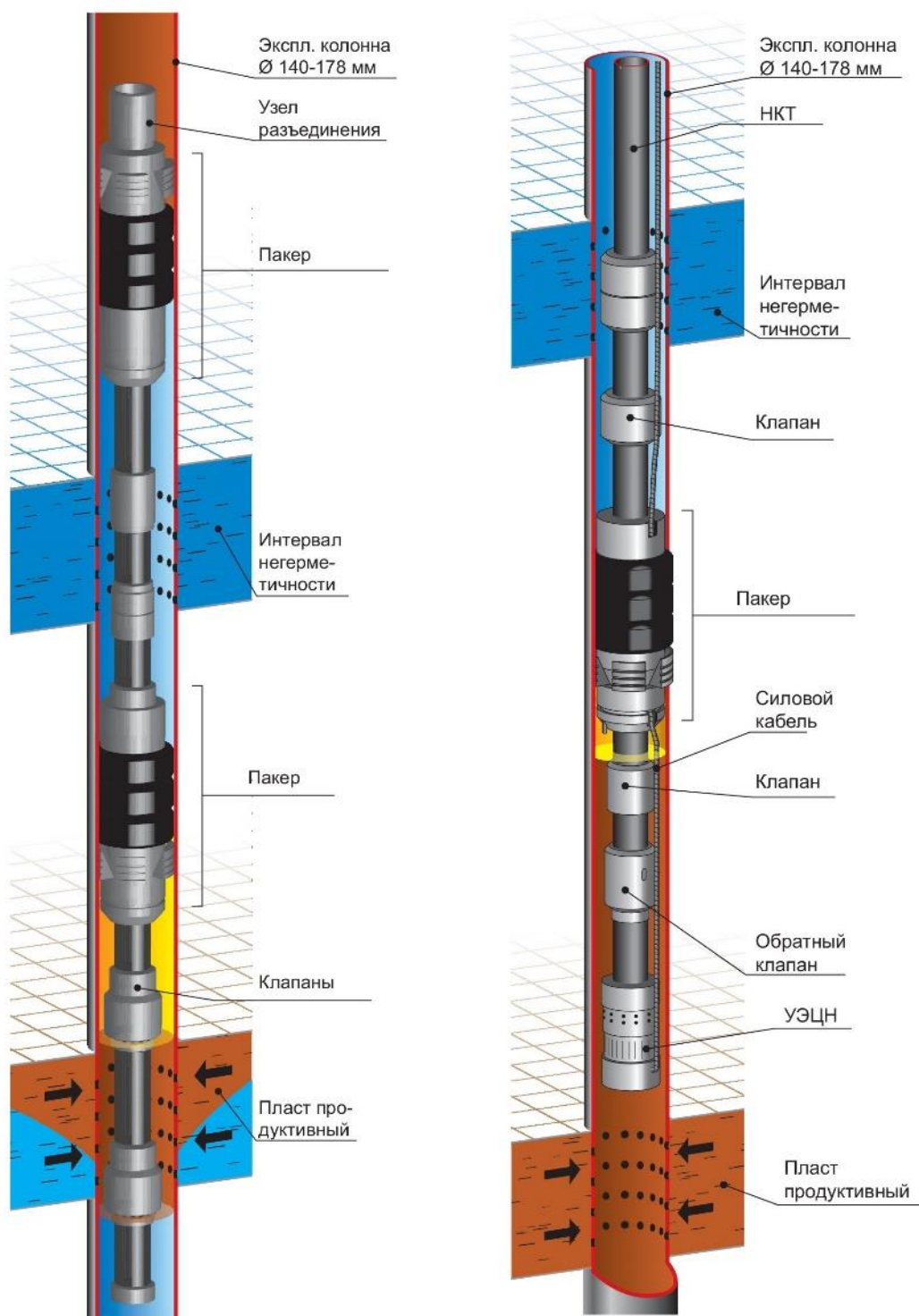


Рисунок 13 - Схема компоновки подземного оборудования для изоляции интервала негерметичности по технологии «ЭЦН с верхним пакером»

Представленная технология показала высокий результат, что может быть рекомендована для внедрения на Северо-Останинском месторождении.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Мацевичу Алексею Игоревичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Оклады участников проекта, нормы рабочего времени, районный коэффициент по г. Томску.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Нормы расхода материалов, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций по нормативным документам.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Отчисления по страховым взносам. 4. Цены на углеводородное сырье и скважинное оборудование, определенные на основе рыночных цен. 5. Параметры работы скважины.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Планирование работ и определение их временных оценок.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Смета затрат на проектирование.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	1. Оценка эффективности неметаллических покрытий. 2. Оценка эффективности электрохимической защиты. 3. Оценка эффективности применения коррозионностойкого оборудования. 4. Расчет экономии за счет уменьшения количества ТКРС. 5. Расчет экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин. 6. Расчет затрат на реализацию технологии по защите от коррозии и солеотложению. 7. Сравнительный анализ полученных данных.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Матрица SWOT 3. Альтернативы проведения НИ 4. График проведения и бюджет НИ 5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.04.2020
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трубченко Татьяна Григорьевна	к.э.н		28.04.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Мацевич Алексей Игоревич		28.04.2020

4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИИ

Актуальность

Большинство месторождений Западной Сибири находятся на третьей стадии разработки. Данная стадия характеризуется сниженными темпами отбора жидкости, ростом обводнения. Так же в этот период характерен рост перебоев работы скважин как по техническим причинам, так и по геологическим причинам. Все это увеличивает количество постановок бригад ТКРС на скважины.

Цель работы

Целью данного проекта является анализ и сравнение эффективности инвестиций в обеспечение защиты скважинного оборудования от коррозии на примере применения различных методов защиты труб НКТ и погружного оборудования. По результатам сравнительного анализа сделать выводы об оправданности вложений финансовых средств в данное мероприятие.

Потенциальным потребителем являются нефтегазовые компании.

Задание: провести сравнительный анализ экономического эффекта использования методов защиты от коррозии. Дать заключение о наиболее выгодном примененном методе защиты от коррозии на объекте Ю_{С2}.

4.1. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

При выборе внутрискважинного оборудования необходим систематический анализ текущих разработок во избежание ухудшения качества предоставляемых услуг. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность принятого выбора среди конкурирующих компаний. Из действующих на объекте компаний в области предоставления электропогружного оборудования и услуг текущего и капитального ремонта являются: ООО «Бизнес-Альянс», ООО «ДенКарС».

Таблица 5 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б _{к1}	Б _{к2}	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1.Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,16	5	4	0,8	0,48
2. Помехоустойчивость	0,18	4	4	0,72	0,72
3. Энергоэкономичность	0,15	3	3	0,45	0,45
4. Надежность	0,18	4	3	0,72	0,54
5. Уровень шума	0,18	4	4	0,72	0,72
6. Безопасность	0,05	4	4	0,2	0,2
7. Простота эксплуатации	0,1	4	4	0,4	0,4
Экономические критерии оценки эффективности					
8. Конкурентоспособность оборудования	0,07	4	3	0,28	0,18
9. Цена	0,04	4	2	0,16	0,08
10. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	4	3	0,24	0,18
11. Послегарантийное обслуживание	0,1	5	3	0,25	0,15
Итого	1			5,66	4,1

Условные обозначения:

ООО «Бизнес-Альянс» и ООО «ДенКаРС» - организации, предоставляющие свои услуги по текущему ремонту и ликвидации скважин разных категорий.

Б_{к1} – ООО «Бизнес-Альянс»

Б_{к2} – ООО «ДенКаРС».

Выводы: в выше представленной таблице были представлены основные конкуренты, действующие в данном регионе и критерии оценки их конкурентоспособности. Каждый из показателей конкурентов оценивается от 1 до 5 по пятибалльной шкале. Из таблицы видим, что в целом две организации по 5 пунктам, таким как помехоустойчивость, энергоэкономичность, уровню шума, безопасности, простоте эксплуатации имеют одинаковое количество баллов. Однако Бизнес-Альянс имеет преимущество по таким критериям как удобство в эксплуатации оборудования и его надежности,

конкурентоспособности самого оборудования, в сроке эксплуатации и послегарантийного обслуживания. По критерию цены можно пояснить следующее: услуги Бизнес-Альянса стоят дороже, чем ДенКаРС, но и качество предоставляемых услуг у них на порядок выше.

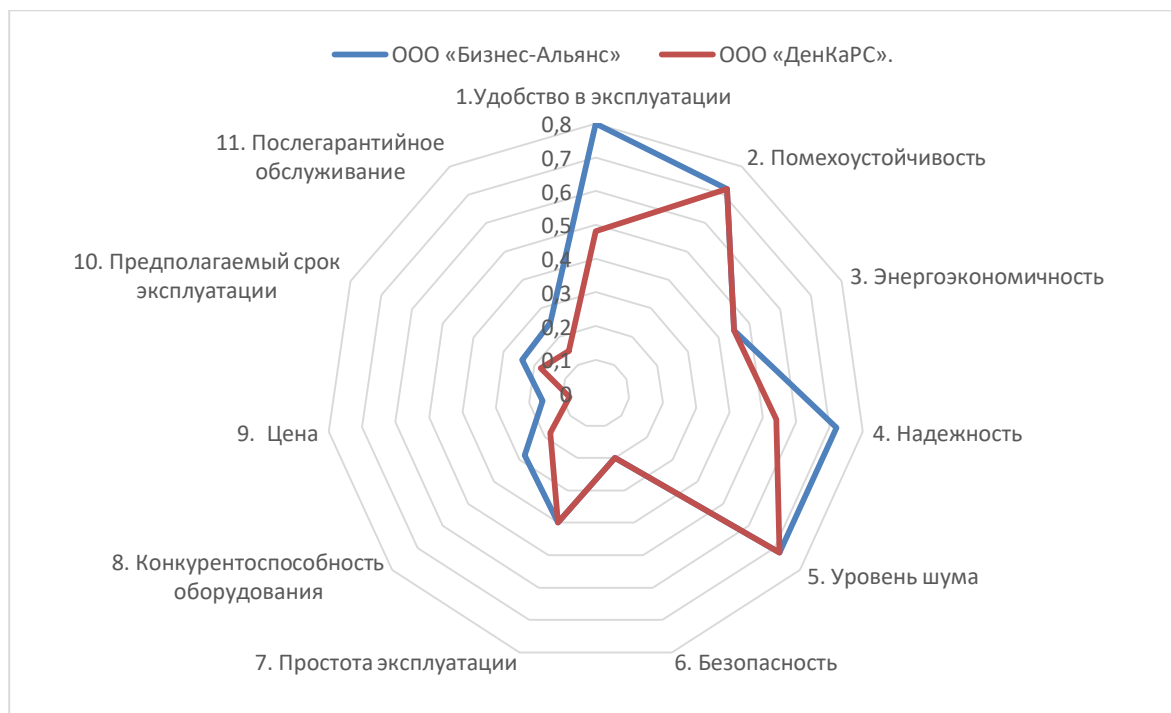


Рисунок 14 – Многоугольник конкурентоспособности

4.1.1. SWOT–анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно–исследовательского проекта.

Результаты SWOT–анализа представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Систематическое повышение уровня квалификации рабочих. 2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего стаж работы в данной области. 3. Наличие постоянных поставщиков. 4. Отменное качество продукции, соответствующее мировым стандартам. 5. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов. 	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Низкий уровень ЗП. 2. Устаревающее с каждым годом оборудование. 3. Высокая степень износа оборудования. 4. Повышение уровня цен у поставщиков.
<p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Малое количество на данный момент посредников. 2. Небольшое количество конкурентов на территории Западной Сибири. 3. Высокое качество поставляемых ресурсов. 	<p>Сильные стороны и возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Эффективное использование ресурсов производства оборудования. 2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков. 	<p>Слабые стороны и возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Нарработка и укрепление конкурентных преимуществ продукции. 2. Модернизация оборудования. 3. Внедрение новых технологий. 4. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.
<p>Угрозы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Увеличение налогов и цен. 2. Повышение требований к качеству продукции. 3. Несвоевременные поставки оборудования. 	<p>Сильные стороны и угрозы:</p> <p>Применение оптимальной налоговой политики</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений. 	<p>Слабые стороны и угрозы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышение цен на продукцию. 2. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.

Вывод: мы описали как сильные, так и слабые стороны исследуемого проекта, а также мы выявили возможности и угрозы для дальнейшей реализации, которые могут проявиться в его внешней среде. Касаясь слабых сторон данного проекта можно сказать следующее. Следует обратить внимание на низкий уровень заработной платы рабочих, что напрямую влияет на качество выполняемых работ. Также необходимо заострить внимание на высоком износе оборудования, которое работает в тяжелых условиях, тем

самым с каждым годом его пригодность уменьшается, и оно устаревает. Для того чтобы увеличить наработку на отказ оборудования, как и его живучесть необходимо его модернизировать в соответствии с его выполняемыми функциями, путем внедрения новых научно-технических разработок в области новых материалов, но в свою очередь это и повысит конечную стоимость самого оборудования. Поэтому главной угрозой, на которую стоит обратить внимание — это увеличение цен. Решением данной угрозы является снижением цены на оборудование путем внедрения альтернативных композитных материалов, которые будут дешевле в производстве, но не станут хуже по прочностным и эксплуатационным характеристикам, а возможно даже и лучше.

4.2 Планирование научно-технического исследования

4.2.1 Структура научно-технического исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Таблица 6 – Перечень работ и распределение исполнителей

№ работы	Наименование работы	Исполнители работы
1	Выбор научного руководителя бакалаврской работы	Мацевич А.И.
2	Составление и утверждение темы	Мацевич А.И., Максимова Ю.А.
3	Составление календарного плана-графика работы	Мацевич А.И., Максимова Ю.А.
4	Подбор и изучение литературы по теме	Мацевич А.И.
5	Выполнение опытов, анализ результатов	Мацевич А.И.
6	Согласование выполненной работы с научным руководителем	Мацевич А.И., Максимова Ю.А.
7	Выполнение других частей работы (финансовый менеджмент, социальная ответственность)	Мацевич А.И.
8	Подведение итогов, оформление работы	Мацевич А.И.

По таблице 6 видны пункты поэтапного выполнения проекта. Итогом является готовая выпускная квалификационная работа.

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{min i} + 2t_{max i}}{5}, \quad (1)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.; $t_{min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.; $t_{max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Определим продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{ч_i} \quad (2)$$

где – T_{pi} продолжительность одной работы, раб. дн.; $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.- дн. $ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Значения продолжительности работ в рабочих днях, которые мы рассчитали были занесены в таблицу 7.

4.2.3 Разработка графика проведения научно-технического исследования

Наиболее удобный и наглядный способ - ленточный график проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней переведем в календарные дни и занесем данные в таблицу 7. Для этого воспользуемся следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (3)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях; T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях; $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Согласно производственному календарю (для 6-дневной рабочей недели) в 2019 году 365 календарных дней, 299 рабочих дней, 66 выходных/праздничных дней.

Рассчитаем коэффициент календарности:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22,$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году ($T_{\text{кал}} = 365$); $T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году; $T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Таблица 7 – Временные показатели проведения научного исследования

Наименование работы	Исполнители работы	Трудоемкость работ, чел-дни			Длительность работ, дни	
		t_{\min}	t_{\max}	$t_{\text{ож}}$	T_p	T_k
Выбор научного руководителя бакалаврской работы	Мацевич А.И.	2	3	2,6	2	2
Составление и утверждение темы бакалаврской работы	Мацевич А.И.	2	4	2,5	1	1
	Максимова Ю.А.	2	3	2,4	1	1
	Незгоров А.А. (Начальник цеха добычи и подготовки нефти, газа и конденсата «Останинской группы месторождений»)	2	3	2,4	1	1
Составление календарного плана-графика выполнения бакалаврской работы	Мацевич А.И.	4	5	4,4	4	5
	Максимова Ю.А.	4	5	4,4	4	5
Подбор и изучение литературы по теме бакалаврской работы	Мацевич А.И.	20	30	24	24	29
Выполнение опытов, анализ результатов	Мацевич А.И.	10	15	12	12	15
Согласование выполненной работы с научным руководителем	Мацевич А.И.	2	3	2,4	1	1
	Максимова Ю.А.	2	3	2,4	1	1
	Незгоров А.А. (Начальник цеха добычи и подготовки нефти, газа и конденсата «Останинской группы месторождений»)	2	3	2,4	1	1
Выполнение других частей работы (финансовый менеджмент, социальная ответственность)	Мацевич А.И.	15	20	17	17	21
Подведение итогов, оформление работы	Мацевич А.И.	10	15	12	12	15



Рисунок 15 – Диаграмма Ганта

Значения в календарных днях, рассчитанные по каждому пункту, мы округлили до целого значения и так же занесли в таблицу 7. Так же согласно полученных значений была построена диаграмма Ганта.

4.2.4 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования необходимо обеспечить наиболее полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с выполнением исследования.

В процессе формирования бюджета будем использовать следующие разграничения по статьям:

- материальные затраты исследования;
- амортизационные отчисления;
- основная заработная плата исполнителей исследования;
- дополнительная заработная плата исполнителей исследования;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные (прочие) расходы.

В процессе расчета заработной платы примем студента за будущего инженера.

4.2.5 Материальные затраты

Под материальными затратами стоит понимать, как величину денежных средств, потраченных на канцелярские товары.

Таблица 8 – Материальные затраты.

Наименование	Единица измерен.	Количество		Цена за единицу		Затраты на материалы	
		Инженер	Научный рук-ль	Инженер	Научный рук-ль	Инженер	Научный рук-ль
Карандаш твердости НВ	Шт.	3	1	30	30	90	30
Ластик	Шт.	2	1	20	20	40	20
Формат А3	Шт.	4	0	100	0	400	0
Шариковая ручка	Шт.	2	1	45	45	90	45
Линейка 30 см.	Шт.	1	0	50	50	50	0
Ноутбук	Шт.	1	1	35000	0	45500	0
Итого						46220	95

Суммарные затраты на все необходимое для инженера и научного руководителя составят 46220 рублей и 95 рублей соответственно.

4.2.6 Амортизационные отчисления

Расчет амортизации ноутбука: первоначальная стоимость 45550 рублей; срок полезного использования для машин рабочих составляет от 2 до 4 лет, берем 4 года; планируем использовать ноутбук для необходимых подборов и расчетов в течение 8 месяцев.

Норма амортизации:

$$A_n = \frac{1}{n} \cdot 100 = \frac{1}{4} \cdot 100 = 25 \%. \quad (4)$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$A_r = 35000 \cdot 0,25 = 11387,5 \text{ руб.}$$

Ежемесячные амортизационные отчисления:

$$A_m = \frac{11500}{12} = 949,13 \text{ руб.}$$

Итоговая сумма амортизации основных средств:

$$A = 962,5 \cdot 6 = 7593,04 \text{ руб.}$$

Итоговая сумма амортизации основных средств за 4 года составит 7593 рубля.

4.2.7. Затраты на заработную плату

4.2.7.1 Основная заработная плата

Данная глава включает как основную заработную плату так дополнительную заработную плату. Также включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифной ставки или оклада.

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) рассчитывается по формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (5)$$

где $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.; T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (6)$$

где M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,1$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,3$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно технического персонала

Таблица 9 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель исследования	Инженер, выполняющий исследование
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	118	118
Потери рабочего времени (отпуск + выходные дни)	48	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	199	199

Месячный оклад работника рассчитывается по формуле:

$$Z_m = Z_{мс} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p,$$

где $Z_{мс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.; k_{np} – премиальный коэффициент, равный 0,3 (30% от $Z_{мс}$); k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5; k_p – районный коэффициент, для Томска равный 1,3.

$$З_{м(р)} = 41456 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 80839,2 \text{ руб.}$$

$$З_{м(с)} = 27879 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 54364,05 \text{ руб.}$$

$$З_{дн(р)} = \frac{80839,2 \cdot 10,3}{199} = 4184,14 \text{ руб.}$$

$$З_{дн(с)} = \frac{54364,05 \cdot 10,3}{199} = 2813,82 \text{ руб.}$$

$$З_{осн(р)} = 4184,14 \cdot 11 = 46025,54 \text{ руб.}$$

$$З_{осн(с)} = 2813,82 \cdot 108 = 303892,56 \text{ руб.}$$

Таблица 10 –Сводная таблица заработной платы

Исполнители	Категор.	З _{гс} ,руб	k _{пр}	k _д	k _р	З _м , руб	З _{дн} , руб.	Т _{р,ра} б. Дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	Доцент, к.т.н.	41456	0,3	0,2	1,3	80839, 2	4184, 14	11	46025,54
Студент	Инженер	27879	0,3	0,2	1,3	54364, 05	2813, 82	108	303892,5 6
Итого									349918,1

Дополнительная заработная плата рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн}, \quad (8)$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

$$З_{доп(р)} = 0,13 \cdot 46025,54 = 5983,32 \text{ руб.}$$

$$З_{доп(с)} = 0,13 \cdot 303892,56 = 39506,04 \text{ руб.}$$

Таблица 11 – Сводная таблица общей заработной платы исполнителей

Исполнитель	З _{осн} , руб.	З _{доп} , руб.	З _{зн} , руб.
Руководитель	46025,54	5983,32	52008,86
Инженер	303892,56	39506,04	333398,6
Итого			385407,46

Общая заработная плата исполнителей работы представлена в таблице

11

4.2.7.2 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (9)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.), 30%.

$$З_{внеб(р)} = 0,3 \cdot (46025,54 + 5983,32) = 15602,66 \text{ руб};$$

$$З_{внеб(с)} = 0,3 \cdot (303892,56 + 39506,04) = 100019,58 \text{ руб}.$$

Таблица 12 - Сводная таблица отчислений во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб	Дополнительная заработная плата, руб	Отчисления во внебюджетные фонды, руб
Руководитель	46025,54	5983,32	15602,66
Инженер	303892,56	39506,04	100019,58
Итого			115622,24

Отчисления во внебюджетные фонды или так называемые страховые отчисления для руководителя проекта и инженера составят 15602,66 и 100019,58 рублей соответственно.

4.2.7.3 Накладные расходы

Накладные расходы составляют от 80 до 100 % от суммы основной и дополнительной заработной платы работников, непосредственно участвующих в выполнении исследования.

$$З_{внеб} = k_{накл} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (10)$$

где $k_{накл}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

$$З_{накл(р)} = 0,8 \cdot (46025,54 + 5983,32) = 41607,1 \text{ руб};$$

$$З_{накл(с)} = 0,8 \cdot (303892,56 + 39506,04) = 266718,9 \text{ руб}.$$

Таблица 13 - Сводная таблица накладных расходов

Исполнитель	Основная заработная плата, руб	Дополнительная заработная плата, руб	Отчисления во внебюджетные фонды, руб
Руководитель	46025,54	5983,32	41607,1
Инженер	303892,56	39506,04	266718,9
Итого:			308326

Накладные расходы на руководителя проекта и инженера составят 41607,1 и 266718,9 рублей соответственно.

Таблица 14 – Сумма затрат

Элементы затрат	Стоимость, руб.
1. Материальные затраты	46315
2. Амортизация оборудования	7593
3. Затраты на основную заработную плату	349918
4. Затраты на дополнительную заработную плату	45489
5. Затраты на социальные нужды	115622
6. Накладные затраты	308326
Итого:	873168

Вывод: мы провели полное планирование научно-технического исследования. Мы рассмотрели структуру исследования, определили трудоемкость работы, разработали график проведения НТИ. Следующим шагом мы рассмотрели бюджет исследования, материальные затраты на необходимые материалы и рассчитали амортизацию материалов с учетом времени использования. Далее мы провели расчет как основной, так и дополнительной заработной платы, страховых отчислений и накладных расходов. Таким образом материальные затраты составят 46315 рублей, амортизация материалов и оборудования – 7593 рубля, затраты на основную и дополнительную заработную плату для руководителя и инженера – 349918 и 45489 рублей, страховые отчисления – 115622 рубля и накладные расходы составят 308326 рублей. Итого суммарные затраты составят 873168 рублей.

4.3 Оценка эффективности технологических методов защиты

Для технологических методов защиты:

- установление режима, соответствующего минимальному газовому фактору, минимальному выносу песка, минимальной обводненности;
- транспорт газожидкостной смеси в эмульсионном или дисперсионном режиме; недопущение пульсаций, перехода в пробковый (снарядный) режим.

Таблица 15 – Критерии оценки эффективности различных методов борьбы с коррозией

№ п/п	Метод борьбы с коррозией	Критерии оценки эффективности			Примечание
		Название	Единица измерения	Допустимое значение	
1	Ингибиторная защита	Защитное действие	%	≥ 90	
		ОСК	г/м ² час (мм/год)	<0,1	
2	Неметаллические покрытия	Толщина	мм	В соответствии с ТУ	
		Адгезия к стали	МПа	В соответствии с ТУ	
		Диэлектрическая сплошность	кВ/мм	4,0	Электрическое напряжение, при котором отсутствует пробой покрытия
		Износостойкость	мкм/ч	В соответствии с ТУ	Скорость гидроабразивного изнашивания в потоке абразивосодержащей жидкости
3	Металлизационные покрытия	микротвердость прочность сцепления пористость	HV МПа %	В соответствии с ТУ	
4	Электрохимзащита	Защитный потенциал	В	-0,85...-1,15	Относительно медносульфатного электрода
5	Сталь, легированная сталь	Скорость коррозии	мм/год	<0,1	В модельных средах

Основные критерии оценки эффективности различных методов борьбы с коррозией представлены в таблице 15.

4.4. Анализ и оценка экономического эффекта использования методов защиты от коррозии

4.4.1. Единый критерий сравнительной оценки

Индивидуальные критерии оценки эффективности различных методов борьбы с коррозией должны использоваться на стадии выбора метода защиты,

с учетом критериев применимости. В дальнейшем, при проведении опытно-промышленных испытаний и промышленном применении способа защиты от коррозии, необходимо выбрать универсальный критерий оценки эффективности, тем более что могут быть использованы комбинированные технологии.

Таковыми критериями в отношении глубинно-насосного оборудования являются: увеличение наработки на отказ по причине коррозии (коэффициент увеличения наработки на отказ) и (или) увеличение срока межремонтного периода (коэффициент увеличения МРП). Коэффициент увеличения средней наработки на отказ по причине коррозии определяется из соотношения:

$$КСНО = СНО_{ПК} / СНО_0 \quad (11)$$

где, КСНО - коэффициент увеличения средней наработки; $СНО_0$ - средняя наработка на отказ до применения противокоррозионных мероприятий, сут; $СНО_{ПК}$ - средняя наработка на отказ при применении противокоррозионных мероприятий, сут.

Экономия от применения технологии, связанной с увеличением средней наработки на отказ, складывается из следующих элементов:

- экономии за счет снижения количества текущего и капитального ремонта скважин ($\mathcal{E}_{\text{ТикРС}}$);
- экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти за счет сокращения простоев скважин ($\mathcal{E}_{\text{дн}}$);
- экономия за счет увеличения срока эксплуатации оборудования ($\mathcal{E}_{\text{эо}}$).

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{ТикРС}} + \mathcal{E}_{\text{дн}} + \mathcal{E}_{\text{эо}} \quad (12)$$

Обобщающим критерием оценки эффективности технологии в конечном счете является экономическая эффективность. Технология является экономически эффективной, если затраты на ее применение ниже, чем дополнительная экономия от применения.

4.4.2. Необходимые данные для расчета

Исходные данные для расчета отражены в таблице 16.

Таблица 16 – Исходные данные для расчета

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Обозначение	Величина
1	Стоимость ТиКРС	руб./час.	$C_{\text{ТиКРС}}$	84689,23
2	Средняя продолжительность ТиКРС	сут.	$T_{\text{ТиКРС}}$	4
3	Базовое МРП («черная» труба)	сут.	МРПб	245
4	МРП (ингибиторная защита)	сут.	МРПинг	264
5	МРП (катодная защита)	сут.	МРПкат	303
6	МРП (коррозионностойкое исполнение оборудования)	сут.	МРПкор	326
7	МРП (нанесение неметаллических покрытий)	сут.	МРПнп	298
8	Средняя стоимость ТиКРС	руб.	$C_{\text{ТиКРС}}$	950780
9	Стоимость «черной» НКТ	руб./тн	$C_{\text{чТ}}$	89750
10	Стоимость УЭЦН+ПЭД в обычном исполнении	руб./тн	$C_{\text{гно}}$	2798654
11	Стоимость погружного кабеля в обычном исполнении	руб./км	$C_{\text{каб}}$	279360
12	Стоимость ингибитора	руб./тн	$C_{\text{и}}$	190000
13	Стоимость коррозионностойкой НКТ	руб./тн	$C_{\text{кст}}$	112560
14	Стоимость НКТ с покрытием	руб./тн	$C_{\text{нктп}}$	98000
15	Стоимость катодной защиты	руб.	$C_{\text{кз}}$	136890
16	Стоимость УЭЦН+ПЭД в коррозионностойком исполнении	руб./шт	$C_{\text{кгно}}$	4748900
17	Стоимость погружного кабеля в коррозионностойком исполнении	руб./шт	$C_{\text{ккс}}$	388310
18	Средний расход ингибитора	г/м ³	p	300
19	Дебит жидкости	м ³ /сут	$Q_{\text{ж}}$	314
20	Обводненность	%	B	92
21	Стоимость нефти	тыс.руб/тн	$C_{\text{н}}$	15855

Условные обозначения:

МРП – межремонтный период;

ТиКРС – текущий и капитальный ремонт скважин(ы);

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ПЭД – погружной электродвигатель.

Таблица содержит параметры работы скважины, поэтому составляется индивидуально для каждой скважины. Так же представлены осредненные цены услуг и оборудования.

4.4.3. Расчет среднего количества ремонтов скважин в год в базовом периоде

Среднее количество ремонтов в год в базовом периоде вычисляется делением продолжительности года в сутках на продолжительность цикла между ремонтами, который состоит из межремонтного периода среднего до проведения мероприятий и средней продолжительности операции ТиКРС.

$$K_6 = \frac{365}{\text{МРП}_6 + T_{\text{ТиКРС}}} = \frac{365}{245 + 5} = 1,46 \quad (13)$$

где, K_6 – количество ремонтов в год в базовом периоде; МРП_6 – межремонтный период в базовом периоде; $T_{\text{ТиКРС}}$ – средняя продолжительность ТиКРС.

Коэффициент количества ремонтов в год в базовом периоде составляет 1,46. Рассчитанный коэффициент необходим для дальнейших расчетов.

4.4.4. Расчет среднего количества ремонтов в год в период применения метода защиты

Среднее количество ремонтов в год в период применения метода защиты вычисляется делением продолжительности года в сутках на продолжительность цикла между ремонтами, который состоит из достигнутого в ходе применения метода межремонтного периода и средней продолжительности операции ТиКРС.

$$K_{\text{кор}} = \frac{365}{\text{МРП}_{\text{кор}} + T_{\text{ТиКРС}}} = \frac{365}{326 + 5} = 1,103$$

где, $K_{\text{кор}}$ – количество ремонтов в год в период защиты; $\text{МРП}_{\text{ДПЗ}}$ – межремонтный период, достигнутый при применении коррозионностойкого оборудования; $T_{\text{ТиКРС}}$ – средняя продолжительность ТиКРС.

Подобным способом рассчитываем количество ремонтов в год в период защиты для остальных способов защиты. Результаты вносим в таблицу 17.

Таблица 17 – Количество ремонтов в год в период защиты

Способ защиты	Количество ремонтов в год в период защиты
Использование коррозионностойкого оборудования (нержавеющая сталь)	1,103
Катодная защита	1,185
Ингибиторная защита	1,357
Защита с использованием неметаллических покрытий	1,204

Как можем увидеть, что использование коррозионностойкого оборудования предпочтительнее, так как количество ремонтов в год в период применения этого типа защиты составляет 1,103 что меньше по сравнению с другими способами.

4.4.5. Расчет экономии за счет снижения количества ТиКРС

Для расчета экономии за счет снижения количества ТиКРС, на первом этапе необходимо сравнить среднее количество ТиКРС в базовом периоде и среднее расчетное количество ТиКРС в ходе применения метода защиты.

$$\Delta K_{\text{ТиКРС}} = K_{\text{б}} - K_{\text{кор}} = 1,46 - 1,103 = 0,357$$

где, $\Delta K_{\text{ТиКРС}}$ – изменение числа ТиКРС в год; $K_{\text{б}}$ – число ТиКРС в год в базовом периоде (до применения метода защиты); $K_{\text{кор}}$ – число ТиКРС в год в период применения метода защиты.

Подобным способом рассчитываем изменение числа ТиКРС в год для остальных способов защиты. Результаты вносим в таблицу 18.

Таблица 18 – Изменение числа ТиКРС в год

Способ защиты	Изменение числа ТиКРС в год
Использование коррозионностойкого оборудования (нержавеющая сталь)	0,357
Катодная защита	0,275
Ингибиторная защита	0,103
Защита с использованием неметаллических покрытий	0,256

При использовании коррозионностойкого оборудования снижение количества текущего и капитального ремонта скважин больше, чем при других методах и равняется 0,357.

4.4.6. Расчет экономии за счет снижения числа ТиКРС:

$$\mathcal{E}_{\text{ТикРС}} = \Delta K_{\text{ТикРС}} \times \Delta C_{\text{ТикРС}} = (K_{\text{б}} - K_{\text{кор}}) \times C_{\text{ТикРС}} = (1,46 - 1,103) \times 950780 = 339428$$

где, $\mathcal{E}_{\text{ТикРС}}$ – экономия за счет сокращения числа ТикРС; $\Delta K_{\text{ТикРС}}$ – снижение числа ТикРС в год; $C_{\text{ТикРС}}$ – средняя стоимость одного ремонта.

Подобным способом рассчитываем количество ремонтов в год в период защиты для остальных способов защиты. Результаты вносим в таблицу 19.

Таблица 19 – Экономия за счет сокращения числа ТикРС

Способ защиты	Экономия за счет сокращения числа ТикРС, руб
Использование коррозионностойкого оборудования (нержавеющая сталь)	339428
Катодная защита	261464
Ингибиторная защита	97930
Защита с использованием неметаллических покрытий	243399

Из таблицы видно, что при первом способе экономия за счет сокращения числа бригад выше и составляет 339428 рублей, что больше на 23 процента по сравнению с применением катодной защиты, на 72 процента больше, чем с использованием ингибиторной защиты и больше на 28 процентов при использовании неметаллических покрытий.

4.4.7. Расчет экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин

Физически эта величина отражает стоимость нефти, которую мы получили, сократив простой скважин в период ремонта. Экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин в период ТикРС – величина, равная произведению изменения числа ТикРС в год на среднюю продолжительность одного ремонта, на производительность скважины по нефти (переведенной в весовые показатели) и на стоимость нефти.

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{ДД}} &= \Delta K_{\text{ТикРС}} \times T_{\text{ТикРС}} \times Q_{\text{н}} \times \rho \times C_{\text{н}} = (1,46 - 1,103) \times 4 \times 25,12 \times 0,84 \times 15855 \\ &= 477742 \end{aligned}$$

где, $\mathcal{E}_{\text{ДД}}$ – экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин; $\Delta K_{\text{ТикРС}}$ – изменение числа ТикРС в год; $T_{\text{ТикРС}}$

– средняя продолжительность одного ремонта; Q_H – дебит скважины по нефти;
 ρ – плотность нефти; C_H – стоимость нефти;

В свою очередь, дебит скважины по нефти вычисляется как произведение дебита скважины по жидкости на содержание нефти в 1 м^3 жидкости.

$$Q_H = Q_{\text{ж}} \times (1 - B) = 314 \times (1 - 0,92) = 25,12$$

где, Q_H – производительность скважины по нефти; $Q_{\text{ж}}$ – производительность скважины по жидкости; B – коэффициент обводненности.

Таким же образом рассчитываем экономию за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин для остальных способов защиты. Результаты вносим в таблицу 20.

Таблица 20 – Экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин

Способ защиты	Экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин, руб
Использование коррозионностойкого оборудования (нержавеющая сталь)	477742
Катодная защита	368008
Ингибиторная защита	137836
Защита с использованием неметаллических покрытий	342582

За счет использования коррозионностойкого оборудования число простоев скважины намного меньше и соответственно потери добытой нефти меньше. Экономия составит 477742 рубля.

4.4.8. Расчет экономии за счет увеличения срока эксплуатации оборудования

При расчете экономии за счет увеличения срока эксплуатации оборудования, следует учитывать направленность защитных мероприятий, какой именно объект находится под защитой.

Различные методы защиты глубинно-насосного оборудования от коррозии способны выполнять защиту не всего глубинно-насосного

оборудования. Данные по защищаемым объектам при применении различных методов защиты приведены в таблице 18.

При применении сочетания различных методов оценивается результат совместного применения методов с учетом совокупных затрат на реализацию всех методов комплекса.

Учитывая тот факт, что скорость коррозии изменяется за период эксплуатации скважины (например, в начальный период она может быть минимальна) в зависимости от темпа роста обводненности продукции, при расчете принимают только продолжительность работы оборудования непосредственно перед началом реализации метода защиты.

Таблица 21 – Объекты защиты при применении разных методов защиты от коррозии

№ п/п	Метод защиты ГНО от коррозии	Эксплуатационная колонна	Внутренняя поверхность НКТ	Внешняя поверхность НКТ	Броня кабеля	Резьбовые соединения труб	ПЭД	Секции насоса
1	Периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство	+	+	+	+	+	-	+
2	Дозирование ингибитора через трубку ниже ПЭД	-	+	-	-	+	+	+
3	Совмещение методов 1 и 2	+	+	+	+	+	+	+
4	Катодная защита	+	-	+	+	-	+	+
5	Трубы из коррозионностойкого материала	-	+	+	-	-	-	-
6	Трубы с изолирующим покрытием	-	+	+	-	-	-	-
7	Коррозионностойкое исполнение погружного оборудования (УЭЦН+ПЭД)	-	-	-	-	-	+	+
8	Погружной кабель в коррозионностойком исполнении	-	-	-	+	-	-	-

Общая экономия вычисляется как сумма экономий от увеличения срока эксплуатации устройств, охваченных защитой при применении данного конкретного метода.

$$\mathcal{E}_{\text{ЭО}} = \mathcal{E}_{\text{НКТ}} + \mathcal{E}_{\text{НАС}} + \mathcal{E}_{\text{ПЭД}} + \mathcal{E}_{\text{КАБ}} \quad (13)$$

где, $\mathcal{E}_{\text{ЭО}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации оборудования; $\mathcal{E}_{\text{НКТ}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации НКТ; $\mathcal{E}_{\text{НАС}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации насоса; $\mathcal{E}_{\text{ПЭД}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации погружного электродвигателя; $\mathcal{E}_{\text{КАБ}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации кабеля.

Число слагаемых в данной формуле может изменяться в зависимости от количества объектов, находящихся под защитой (смотреть таблицу 15).

Расчет экономии за счет увеличения срока эксплуатации НКТ, УЭЦН+ПЭД, кабеля:

$$\mathcal{E}_{\text{НКТ(НАС,ПЭД,КАБ)}} = 365 \times \left(\frac{G_{\text{Б}} \times C_{\text{ЧЧ(ГНО,КАБ)}}}{\text{МРП}_{\text{Б}}} - \frac{G_{\text{З}} \times C_{\text{КСТ(НКТП,КГНО,ККС)}}}{\text{МРП}_{\text{ДПЗ}}} \right) \quad (14)$$

где, $G_{\text{Б}}$ – процент выбраковки базового оборудования; $G_{\text{З}}$ – процент выбраковки защищаемого оборудования; $C_{\text{ЧЧ(ГНО,КАБ)}}$ – стоимость черной НКТ, (УЭЦН, ПЭД, кабель в обычном исполнении); $C_{\text{КСТ(НКТП,КГНО,ККС)}}$ – стоимость коррозионностойкой НКТ (НКТ с покрытием, коррозионностойкое исполнение УЭЦН+ПЭД, коррозионностойкое исполнение кабеля); $\text{МРП}_{\text{ДПЗ}}$ – межремонтный период, достигнутый в период защиты; $\text{МРП}_{\text{Б}}$ – межремонтный период в базовом периоде.

Рассчитаем экономию за счет увеличения срока эксплуатации насосно-компрессорных труб, УЭЦН+ПЭД и кабеля за счет использования коррозионностойкого исполнения оборудования

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{НКТ(НАС,ПЭД,КАБ)}} &= 365 \times \left(\frac{20 \times (89750 + 2798654 + 279360)}{245} \right. \\ &\quad \left. - \frac{10 \times (112560 + 4748900 + 388310)}{326} \right) = 35608337 \end{aligned}$$

Рассчитаем экономию для остальных методов защиты и занесем в таблицу 22.

Таблица 22 – Экономия за счет увеличения срока эксплуатации НКТ, УЭЦН+ПЭД, кабеля

Способ защиты	Экономия за счет увеличения срока эксплуатации НКТ, УЭЦН+ПЭД, кабеля, руб
Использование коррозионностойкого оборудования (нержавеющая сталь)	35608337
Катодная защита	35128787
Ингибиторная защита	21174194
Защита с использованием неметаллических покрытий	26783425

Из данной таблицы можем сделать вывод о том, что экономия за счет увеличения срока эксплуатации насосно-компрессорных труб, установки электроцентробежного насоса, погружного электродвигателя и силового кабеля выше при первом способе защиты, которая в конечном итоге составляет 35608337 рублей.

4.4.9 Расчёт затрат на реализацию технологий защиты от коррозии

Затраты на реализацию технологии защиты от коррозии определяются стоимостью оборудования, амортизацией, затратами на обслуживание и т.п.

Срок полезного использования для подземного оборудования должен составлять не менее 12 месяцев.

Расчёт общих затрат на применение технологии $Z_{\text{общ}}$, руб.:

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{тех}} + A \quad (15)$$

$Z_{\text{тех}}$ - затраты на технологию; A – коэффициент амортизации.

Рассчитаем $Z_{\text{общ}}$ для всех методов защиты и внесем в таблицу 23:

Таблица 23 – Расчёт общих затрат на применение технологии

Способ защиты	Расчёт общих затрат на применение технологии, руб
Использование коррозионностойкого оборудования (нержавеющая сталь)	7023658
Катодная защита	7233410
Ингибиторная защита	6455894
Защита с использованием неметаллических покрытий	7113680

4.4.10 Расчет экономического эффекта

Экономический эффект ΔNPV (чистая приведенная стоимость) от применения технологии определяется разностью экономии от использования технологии и затратами на ее применение, руб.

$$\Delta NPV = \mathcal{E}_{\text{общ}} - \mathcal{Z}_{\text{общ}} \quad (16)$$

$$\Delta NPV_{\text{кор}} = \mathcal{E}_{\text{общ}} - \mathcal{Z}_{\text{общ}} = 35608337 - 7023658 = 28584679$$

Подобным образом рассчитаем экономический эффект для остальных видов защиты от коррозии и занесем полученные данные в таблицу 24:

Таблица 24 – Экономия за счет увеличения срока эксплуатации НКТ, УЭЦН+ПЭД, кабеля

Способ защиты	Экономический эффект, руб
Использование коррозионностойкого оборудования (нержавеющая сталь)	28584679
Катодная защита	27895377
Ингибиторная защита	14718300
Защита с использованием неметаллических покрытий	19669745

Как можно увидеть из таблицы, что применение коррозионностойкого исполнения дает наибольший экономический эффект и составляет 28584679 рублей, что в свою очередь больше, чем при применении ингибиторной защиты и использовании неметаллических покрытий в 2 и 1,45 раза соответственно.

Вывод по разделу:

1. В данном разделе был выполнен анализ ресурсоэффективности и ресурсосбережения научно-исследовательской работы – технологическая защита различными методами глубинно-насосного оборудования.
2. Так же провели анализ конкурентоспособности двух действующих организаций на объекте по приведенным критериям.
3. Были проанализированы сильные и слабые стороны работы, способы устранения и их использования.
4. Следующим пунктом мы произвели распределение обязанностей по научно-исследовательской работе и рассчитано время, необходимое для

выполнения работы, которое составляет 98 дней. Также был сформирован бюджет затрат НТИ, который составляет 873168 рубля. Рассчитали расходы на необходимые материалы и оборудование, основную и дополнительные заработные платы, страховые отчисления и накладные расходы. На зарплату приходится больший процент затрат, равный 45,3%.

5. По результатам расчета экономического эффекта различных методов борьбы с коррозией за анализируемый период по данным скважинам получены следующие показатели:

Экономический эффект при:

- Использование коррозионностойкого оборудования (нержавеющая сталь) – 28,58 млн рублей;
- Использование электрохимической защиты – 27,89 млн рублей;
- Защита оборудования дозированием ингибитора коррозии – 14,72 млн рублей;
- Защита с использованием неметаллических покрытий – 19,67 млн рублей

На основании полученных данных, сделано заключение, что самым экономически эффективным методом защиты оборудования от коррозии является использование оборудования, изготовленного из нержавеющей стали (коррозионностойкое исполнение).

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Мацевичу Алексею Игоревичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	Объектом исследования является методы восстановления герметичности эксплуатационной колонны в процессе разработки нефтяного месторождения. Ремонтно-изоляционные работы.
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ СП 52.13330.2016 СанПиН 2.2.4.548–96 ГН 2.2.5.3532–18 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ
2. Производственная безопасность: 2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: 1. Недостаточная освещенность рабочей зоны 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Опасные факторы: 1. Пожаровзрывоопасность 2. Электрический ток Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования
3. Экологическая безопасность	Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы газа рабочей техникой при бурении) Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы воды, разлив нефти) Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну (утилизация бурового шлама)
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	1. Нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением.

	2.Разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину. 3.Нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	30.04.2020

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		30.04.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Мацевич Алексей Игоревич		30.04.2020

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В настоящее время большая часть месторождений нефти и газа находится в эксплуатации более двадцати лет. Таким образом, основной фонд скважин - это скважины, срок службы которых давно преодолел десятилетний барьер. На данном этапе эксплуатация месторождений характеризуется тенденцией увеличения простаивающего фонда скважин по геологическим и техническим причинам. Скорейшее восстановление и ввод в строй бездействующих скважин - задача огромной важности, так как количество скважин, требующих капитального и текущего ремонтов, часто превышает число действующих.

Особое значение при эксплуатации и освоении скважин имеют ремонтно-изоляционные работы. Нередко даже во вновь вводимых в эксплуатацию скважинах, наблюдаются межпластовые, заколонные перетоки флюидов, которые не позволяют эксплуатировать скважину на оптимальном режиме и получать качественную продукцию - безводную нефть.

Ремонтно-изоляционные работы проводятся на открытых кустовых площадках. Западная Сибирь находится почти на одинаковом расстоянии, как от Атлантического океана, так и от центра континентальности Евразии, поэтому ее климат носит умеренно континентальный характер. Средняя температура января уменьшается от минус 15°C на юго-западе до минус 30°C на северо-востоке Западной Сибири. Средняя температура июля увеличивается от плюс 5°C на севере до плюс 20°C на юге. Водоизоляционные работы ведутся круглогодично.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Ремонтно-изоляционные работы проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие

противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

Рациональная организация рабочей зоны обеспечивает удобную рабочую позу, возможность применения передовых приемов и методов труда, минимальные траектории движений рабочего и движений предметов труда, соблюдение строгой последовательности, при которой один элемент работы плавно переходит в другой. При этом размещение средств оснащения и предметов труда должно подчиняться основным требованиям, нарушение которых ведет к непроизводительным затратам рабочего времени и энергии работника, преждевременному утомлению и снижению производительности труда, нерациональному использованию производственных площадей.

5.2. Производственная безопасность при выполнении работ на кустовой площадке

Ремонтно-изоляционные работы производит бригада КРС (капитальный ремонт скважин. Под рабочим местом при ПРС понимается часть рабочей зоны, оснащенная оборудованием и другими материально-техническими средствами труда, в которой постоянно или периодически находится рабочий (работчие) при выполнении тех или иных операций процесса КРС.

Работа бригады КРС, согласно должностной инструкции на рабочее место, включает в себя:

1. Монтаж и транспортировка оборудования, перебазирование подъемных агрегатов, транспортировка культбудки и оборудования, закрепленного за бригадой подготовительно-заключительные работы при ремонте скважин, спуск-подъем подземного оборудования;

2. Внедряет прогрессивные методы работ, совершенствует материальное стимулирование непосредственно на рабочих местах, организует свою деятельность на условиях хозяйственного расчета;

3. Обеспечивает безопасность ведения работ, соблюдения противопожарных правил пром. санитарии, гигиены труда и охраны окружающей среды на рабочих местах.

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 (таблица 25).

Таблица 25 –Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) обследование элементов конструкций на целостность и отсутствие видимых повреждений; 2) монтаж, демонтаж оборудования; 3) обеспечение санитарного порядка на территории объектов; 4) работа с оборудованием, работающим под высоким давлением; 5) работа в темное время суток.	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе. 2. Превышение уровней шума и вибрации. 3. Недостаточная освещенность. 4. Повышенная запыленность рабочей зоны.	1. Электрический ток. 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. 3. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).	Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 (1999); Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-90; Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81; Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011; Оборудование производственное.

5.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, из льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 26).

Таблица 26 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

Превышение уровней шума. В непосредственной близости от рабочего места бригады КРС (капитальный ремонт скважин) могут находиться машины КРС либо агрегаты для ОПЗ, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999). Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противοшумные вкладыши [4].

Превышение уровня вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте бригады КРС составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

Недостаточная освещенность рабочей зоны. При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011). Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

Повышенная запыленность рабочей зоны. Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область рабочего из бригады КРС, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

5.2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Электрический ток. Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12- 36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спуско-подъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91.

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все

пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).

Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Разгерметизация (потеря герметичности), достаточно часто сопровождается возникновением двух групп опасностей.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близко расположенного оборудования и техники, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением. Но так как химические реагенты, применяемые для ВПП, не являются агрессивными (в большинстве технологий используется ПАА в качестве основного компонента), то влияние, оказываемое ими на организм человека и окружающую среду, не является негативным.

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы

контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды, и др.

5.3. Экологическая безопасность

Операции ВИР сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды. С целью исключения или сведения к минимуму негативного воздействия работ данного вида на окружающую среду предусмотрен комплекс специальных мероприятий по охране окружающей среды.

В соответствии с нормами технологического проектирования для предотвращения попадания химических реагентов и технологических жидкостей в гидросферу, регламент должен предусматривать полную герметизацию всего оборудования, арматуры.

Загрязнение литосферы

Загрязнение земной поверхности при проведении ремонтно-изоляционных работ может сопровождаться:

1. Нарушением и загрязнением почвенного и растительного покрова;
2. Активизацией экзогенных геологических процессов;
3. Снижением биопродуктивности экосистем;

Загрязнение гидросферы

Вторичное вскрытие пласта скважин при определенных условиях может сопровождаться:

1. Загрязнением водотоков, поверхностных водоемов, подземных вод грунтов, почв химическими реагентами, горюче-смазочными материалами (ГСМ), пластовыми флюидами.
2. Хозяйственно-бытовыми жидкими и твердыми отходами.
3. Перетоками в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны.
4. Продуктами утечек скважины.

Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды.

В процессе освоения скважины продукты освоения (нефть, отработанная вода) должны собираться в передвижные металлические емкости по 25 м³ с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор.

После закачки химических реагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость. Остатки химических реагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке на месторождениях:

1. Нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением.
2. Разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину.
3. Нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети.

Технологические процессы, идущие под высоким давлением, и оборудование, находящееся под большими нагрузками, в определенных условиях представляют наибольшую опасность для здоровья и жизни персонала.

Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» общие требования при проведении ремонтно-изоляционных работ скважин включают в себя следующие ключевые моменты:

1. Работы по нагнетанию в скважину химических и других агентов проводятся в соответствии с планом, утвержденным нефтегазодобывающей организацией.

2. В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ.

3. При закачке химических реагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан.

4. Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление;

5. При гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ.

6. Перед началом работы по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии в коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

При первых признаках ЧС следует сообщить начальству о происходящем, остановить все производственные работы, вывести людей из опасной зоны, если есть пострадавшие, то оказать первую помощь. Если произойдет порыв - сбросить давление с участка с порывом, закрыть задвижки на скважине, устранить дефект, вызвать ремонтную бригаду. При пожаре отключить электроэнергию от технологического блока, воспользоваться имеющимися средствами пожаротушения для ликвидации пожара, вызвать пожарную бригаду.

Вывод:

Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ на кустовой площадке, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению. Рассмотрены особенности экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе автор провел анализ существующих технологий по устранению заколонной циркуляции и восстановлению герметичности эксплуатационной колонны на месторождениях Западной Сибири. Автором был проведен анализ этих технологий на Северо-Останинском нефтегазоконденсатном месторождении, базирующееся в Томской Области.

В первой главе были рассмотрены основные виды и причины, по которым происходит собственно нарушение целостности эксплуатационной колонны.

К ним относятся дефекты металлопроизводства с завода-изготовителя, нарушения перевозки и транспортировки изделий, нарушения при спуско - подъемных операциях при ТКРС, а также при всех нарушениях эксплуатационного режима скважин. Так же здесь проведен краткий анализ текущего состояния разработки данного месторождения. Из данного анализа видно, что месторождение находится уже на заключительной стадии разработки, которая характеризуется снижением добычи нефти, низким темпом отбора и увеличивающимся обводнением скважинной продукции. В среднем дебит нефти по месторождению составляет 17,4 т/сут., дебит жидкости составляет 178 т/сут, обводненность продукции составляет 91%.

Вторая часть глава представлена спец. частью. В этой главе автор рассказал о основных способах устранения негерметичности ЭК. К ним относятся как технические методы, так и закачка тампонажных составов.

К техническим методам можно отнести применение пакерных систем, специальных расширяемых промежуточных колонн (летучек), металлических заплаток-пластырей, дополнительных мостовых пробок.

Метод закачки тампонажных составов это полимер-гелевые системы, синтетические смолы.

Рассмотренные методы так или иначе показывают свою эффективность. Однако и у них есть недостатки. Основной недостаток у применения

специальных колонн, пластырей, мостовой пробок – это высокая сложность выполнения работ. А применение тампонажных составов не всегда характеризуются достаточной успешностью и эффективностью из-за сложных геологических условий. Поэтому на данный момент применение пакерных систем является лучшим методом по устранению негерметичности ЭК.

В процессе изучения или работы автор познакомился с новыми технологиями по отсечению целевого интервала негерметичности. К данной технологии можно отнести технологию “ЭЦН с верхним пакером”, которую разработали в одной из дочерних предприятий ПАО НК Роснефть. Данная технология показала свою высокую эффективность и успешность, результаты которой автор отобразил в рекомендациях. В дальнейшем автор хочет подробнее изучить данную технологию более подробно и предложить испытать эту технологию на Северо-Останинском месторождении.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аржанов Ф.Г. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Западной Сибири / Ф.Г. Аржанов, Г.Г. Вахитов, В.С. Евченко и др. – М.: Недра. - 1979. – 335 с.
2. Баймухаметов К.С. Геологическое строение и разработка Туймазинского нефтяного месторождения / К.С. Баймухаметов, В.Р. Еникеев, А.Ш. Сыртланов и др. - Уфа: Баш. изд-во "Китап". - 1993. – 280 с.
3. Антипин Ю.В. Предотвращение осложнений при добыче обводненной нефти / Ю.В. Антипин, М.Д. Валеев, А.Ш. Сыртланов — Уфа: Башк. кн. изд-во. - 1987. – 168 с.
4. Волочков А.Н. Повышение надежности эксплуатации скважин Кирского и Коттынского месторождений после ремонтно-изоляционных работ в условиях солеотложения /А.Н. Волочков // Проблемы геологии, геофизики, бурения и добычи нефти. Экономика исправление (сборник статей аспирантов и молодых специалистов). - Уфа: Изд-во «НПФ Геофизика» - 2010 г. - № 7. – С. 57 - 65.
5. Гарифов К.М. Опытнo-промышленные работы по герметизации эксплуатационной колонны металлическими пластырями в ОАО "Татнефть" / К.М. Гарифов, А.Х. Кадыров, И.Н. Рахманов, Н.А. Воронин, А.В. Глуходед, В.А Балбошин // Нефтяное хозяйство. - 2009. - №7. - С. 57 - 59.
6. ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия. Издание официальное. М.: Изд-во стандартов. – 1998. - 18 с.
7. Аширов К.Б. Предотвращение выпадения гипса в процессе разработки нефтяных месторождений Куйбышевской области / К.Б. Аширов, Н.И. Данилов, В.Е. Кащавцев и др. // Нефтяное хозяйство. – 1973. - №6. – С. 39 - 43.
8. Емков А.А. Методы борьбы с отложениями неорганических солей в оборудовании подготовки нефти / А.А. Емков // Обзор. информ. Сер.

Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. — 1988. — Вып. 4. — 51 с.

9. Люшин С.Ф. Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения / С.Ф. Люшин, А.А. Глазков, Г.В. Галеева и др. // Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромысловое дело. - 1983. — 100 с.

10. Лялина Л.Б. Формирование состава попутно добываемых вод и их влияние на гипсоотложение при эксплуатации нефтяных месторождений / Л.Б. Лялина, М.Г. Исаев // Обзор. информ. Сер. Нефтепромысловое дело. — 1983. — 48 с.

11. Кашавцев В.Е. Предупреждение солеобразования при добыче нефти / В.Е. Кашавцев, Ю.П. Гаттенбергер, С.Ф. Люшин // - М.: Недра. - 1985. — 215 с.

12. Мелинг К.В. Восстановление герметичности эксплуатационных колонн профильными перекрывателями / К.В. Мелинг, А.А. Мухаметшин, А.Л. Насыров, Р.Я. Хабибуллин // Нефтяное хозяйство. — 2006. - №3 - С. 72-75.

13. Панов В.А. Оценка склонности пластовых вод к отложению гипса в нефтепромысловом оборудовании / В.А. Панов, А.А. Емков, Г.Н. Позднышев // Нефтяное хозяйство. — 1980. - №2. — С. 39 - 40.

14. Сыртланов А.Ш. Методы борьбы с отложениями гипса в нефтяных скважинах и пути их совершенствования: Дис. Канд. техн. наук. / А.Ш. Сыртланов — Уфа. - 1983. — 201 с.

15. Пат. № 2375554 РФ, МКИ Е 21 В / Способ повышения межремонтного периода работы глубиннонасосного оборудования добывающей скважины, осложненной солеотложениями / А.Н. Волочков, Ф.С. Гарифуллин, Д.В. Долгов, И.К. Минязев, А.М. Валеев (Россия); заяв. 15.02.2008; опубл. 10.12.2009; Бюл. №34.

16. Гиматудинов Ш.К. Солеотложения при разработке нефтяных месторождений, прогнозирование и борьба с ними / Ш.К. Гиматудинов, Л.Х.

Ибрагимов, Ю.П. Гаттенбергер и др. // Грозный.: Изд-во Чёчено-Ингушск. гос. ун-та. – 1985. – 88 с.

17. Муслимов Р.Х. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения: Издано в 2 т. / Р.Х. Муслимов, А.М. Шавалиев, Р.Б. Хисамов и др. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1995. - Т. I. – 492 с.

18. Уметбаев В.Т. Капитальный ремонт как средство экологического оздоровления фонда скважин / В.Г. Уметбаев, В.Ф. Мерзляков. - Уфа: Башнипинефть. - 1995. — 251 с.

19. Шакрисламов А.Г. Повышение надежности эксплуатационной колонны в условиях солеотложения и коррозии / А.Г. Шакрисламов, Ю.В. Антипин, Ф.С. Гарифуллин // Нефтяное хозяйство. - 2007 г. - №8. - С. 128- 131.

20. Муслимов Р.Х. Геология, разработка и эксплуатации Ромашкинского нефтяного месторождения. Издание в 2 т. / Р.Х. Муслимов, А.М. Шавалиев, Р.Б. Хисамов и др. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1995. - Т. II. – 286 с.

21. Саттаров М.М. Проектирование разработки нефтяных месторождений / М.М. Саттаров, Е.А. Андреев, В.С. Ключарев и др. – М.: Недра. - 1969. – 240 с.

22. Уметбаев В.Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин / В.Г. Уметбаев. – М.: Недра. – 1989. - 215 с.

23. Будников В.Ф. Диагностика и капитальный ремонт обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах / В.Ф. Будников, П.П. Макаренко, В.А. Юрьев - М.: Недра. - 1997. - 226 с.

24. Временное методическое руководство на основные виды водоизоляционных работ. – Бугульма: Татнипинефть. - 1981. - 92с.

25. РД 39-0147009-532-87 Выбор технологии и тампонажных материалов при проведении ремонтно-изоляционных работ. - Краснодар: ВНИИКРнефть. - 1987. – 89 с.

26. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

27. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартинформ, 1999. – 25 с.
28. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
29. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартинформ, 1990. – 20 с.
30. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
31. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».
32. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
33. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
34. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
35. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.